

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Projeções de Viabilidade Económica de Sistemas
de Armazenamento em Consumidores Domésticos
com Autoconsumo**

Fábio Marques Santos

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Cláudio Monteiro

17.10.2016

Resumo

A integração das fontes de produção de energia renovável no sistema electroprodutor tem sido consistentemente conseguida nos últimos anos em Portugal. Para o consumidor, começou a delinear-se a possibilidade de aposta no autoconsumo, nomeadamente por via de sistemas fotovoltaicos (FV).

Surge no âmbito deste conceito de autoconsumo a oportunidade de utilização de baterias de armazenamento de energia (BAEs), tornando-se importante avaliar efetivamente a viabilidade económica da sua adaptação em consumidores domésticos. O objetivo essencial deste trabalho foi o de avaliar quando será efetivamente viável a instalação destes sistemas para consumidores domésticos no horizonte temporal estabelecido, até 2050.

A metodologia de simulação de análise económica incorpora um vasto conjunto de parâmetros que definem os cenários em análise, tais como o ano de instalação das BAEs, a sua capacidade e degradação anual, bem como a potência contratada e regime tarifário da unidade de consumo, inflação anual da eletricidade e legislação em vigor, que foram alguns dos parâmetros utilizados que permitiram dar resposta aos objetivos definidos. A resolução do problema passou pela definição do algoritmo de integração das BAEs num sistema doméstico com autoconsumo FV. Definiu-se a estratégia de carga e descarga da bateria em relação ao sistema FV e à interligação com a rede elétrica, com privilégio ao máximo consumo dos excedentes de produção FV. Foi assim possível calcular a fatura anual imputada ao consumidor, para cinco cenários de potência contratada definidos, e compará-la com a fatura original, sem a integração das baterias, tendo-se calculado também os índices *Levelized Cost of Electricity (LCOE)* e *Levelized Cost of Electricity Stored (LCOES)* para substanciar os resultados obtidos. Esta análise foi desenvolvida e avaliada conforme o ano de instalação do sistema, começando em 2016 e depois, de 2020 até 2050 de cinco em cinco anos.

Na ferramenta de simulação implementada foram simulados dezenas de cenários, apresentando-se neste documento os gráficos e tabelas comparativas considerados mais relevantes. Constatou-se que a viabilidade económica da instalação das BAEs será substancialmente mais rápida de alcançar para sistemas de maior potência, como 20.7 e 41.4kVA, já a partir de 2020. Para sistemas mais pequenos, como 6.9 e 10.35kVA, apenas se prevê que comecem a compensar a partir de 2025, ao passo que, para o cenário de menor potência considerado, 3.45kVA, apenas poderá fazer sentido após 2035.

Palavras-chave: Autoconsumo, BAEs, *LCOE*, *LCOES*, Viabilidade Económica.

Abstract

The integration of renewable energy production sources in the electricity generation system has been consistently achieved in recent years in Portugal. For the consumer started to arise the possibility of betting on self-consumption, specially on photovoltaic systems(PV).

Under this concept of self-consumption, the battery energy storage systems (BESS) appeared making it important to effectively evaluate the economic viability of their adaption from domestic consumers. The main objective of this study was to evaluate when it will be actually viable to install these systems for domestic consumers in the established timeframe, 2050.

The methodology of economic analysis of simulation incorporates a wide set of parameters that defined the scenarios created such as the year of installation of BESS, their capacity and annual degradation, as well as the contracted power and tariff regime of the consumer's unit, annual inflation of electricity and legislation, were some of the parameters used that allowed to respond to the defined objectives. The resolution of the problema began with the definition of the BESS integration algorithm in a domestic system with a PV self-consumption system. A charge and discharge strategy of the battery linked to the PV system and to the power grid was defined with privilege to the maximum consumption of PV production surpluses. It was thus possible to calculate the annual bill charged to consumers for five scenarios based on the contracted power set, and compare it with the original invoice, without the integration of batteries. The Levelized Cost of Eletricity (LCOE) and Levelized Cost of Eletricity Stored (LCOES) indexes were calculated to substantiate the results obtained. This analysis was developed and evaluated acording to the year of installation of the system, starting in 2016 and then from 2020 to 2050 every five years.

In the implemented simulation tool tens of scenarios were simulated and the graphs and comparative tables considered most relevant are presented in this document. It was found that the economic viability of the BESS installation is substantially faster to reach for higher contracted powers, such as 20.7kVA and 41.4kVA as early as 2020. For smaller systems, such as 6.9kVA and 10.35kVA it's only expected to start offset from 2025 on, whereas for the lowest power scenario considered, 3.45kVA, can only make sense after 2035.

Key words: Self-Consumption, BESS, LCOE, LCOES, Economic Viability.

Agradecimentos

Este trabalho foi simultaneamente o mais exigente, envolvente, motivador e frustrante que desenvolvi ao longo do meu percurso académico. Emoções paradoxais que se explicam pelo facto deste se tratar de um projeto pessoal e não de outro expediente académico.

Agradeço à minha família e especialmente aos meus pais por tornarem tudo possível não desistirem de me apoiar ao longo de mais anos do que aqueles que gostaria que tivessem passado para alcançar este momento. Um sincero obrigado!

Há 10 anos que a minha família é maior e a minha vida mais viva. Agradeço à Lídia pelo seu companheirismo, carinho e amor ao longo destes anos, pela compreensão e afeto que sempre tem em tantos momentos de pressão e stress, tão característicos do quotidiano do aluno de eletrotecnia. Obrigado por tudo!

Agradeço ao Professor Cláudio por me ter recebido e aceite como seu orientando e por me ter permitido, juntamente com ele, escolher um tema de trabalho que realmente me motivasse. Reconheço a sua sinceridade, objetividade, amizade, crítica, diálogo e abertura em todas as nossas reuniões e aponto a grande estima e admiração que tenho por ele.

Quero também agradecer a todos os que, de outrora “novos colegas”, passaram a amigos para sempre, tendo-se assim criado o “Grupo Maravilha”. Com eles dividi muitos momentos de preocupação, insegurança, desânimo, até desespero, mas também muita cumplicidade e diversão, mesmo que na sua maioria oriunda do sarcasmo. Tenho, contudo, que destacar a Andreia Azevedo e o André Pinto! Com eles partilhei a imersividade neste, e nos seus, trabalhos de fim de curso, nomeadamente ao longo dos fins de semana dos últimos meses. Nestes encontros a sua opinião, apoio e amizade foram, por mais que uma vez, absolutamente indispensáveis, pelo que lhes dirijo este sentido agradecimento. Em boa parte destes encontros, as hostilidades foram equilibradas por uma perspetiva externa que desbloqueava as dificuldades com que nos deparávamos. Faço assim novo agradecimento à Lídia Ramos, desta vez pela sua amizade, solidariedade e alma de pintora, que deram lugar a deliciosos momentos e suavizaram as tensões de três quase-engenheiros.

Saúdo o leitor pelo interesse em consultar este documento e espero sinceramente que o considere útil e relevante no panorama em que se insere, pois esse é o seu objetivo.

A todos, um grande Obrigado,

Fábio Santos.

“You want to be extra rigorous about making the best possible thing you can. Find everything that’s wrong with it and fix it. Seek negative feedback, particularly from friends.”

Elon Musk

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	ix
Lista de figuras	xi
Lista de gráficos.....	xviii
Lista de tabelas	xxi
Abreviaturas e Símbolos	xxii
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 - Enquadramento e Motivação	1
1.2 - Objetivos.....	3
1.3 - Estrutura do documento	4
Capítulo 2	5
Estado da Arte	5
2.1 - Produção Distribuída - Conceito e Panorama	5
2.1.1 - Autoconsumo.....	7
2.1.1.1 - Irradiação: “Matéria-prima”	8
2.1.1.2 - Sistemas FV - Funcionamento.....	9
2.1.2 - Legislação - Enquadramento	14
2.1.2.1 - “Self-Consumption” e “Self-Sufficiency”	14
2.1.2.2 - Panorama Nacional	18
2.1.2.3 - Panorama Internacional	20
2.2 - Sistemas de Armazenamento.....	30
2.2.1 - Sistemas Mecânicos	31
2.2.1.1 - Flyweels (FES)	31
2.2.1.2 - Bombagem (Pumped hydro storage - PHS)	32

2.2.1.3	- Ar Comprimido (CAES)	32
2.2.2	- Sistemas Eléctricos	32
2.2.2.1	- Molten Salt (processo térmico)	32
2.2.2.2	- Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)	33
2.2.2.3	- Capacitor e Supercapacitor	33
2.2.3	- Sistemas Químicos	34
2.2.3.1	- Hidrogénio e Fuel Cells	34
2.2.3.2	- Sistemas Eletroquímicos	36
2.2.4	- Veículo Elétrico (VE).....	44
2.3	- Viabilidade e Implementação	49
2.3.1	- Evolução do Mercado	51
2.3.1.1	- LCOE, LACE e LCOS	58
2.3.1.2	- Políticas.....	64
2.3.2	- Análise económica da integração de BAEs em consumidores ..	79
2.4	- Conclusões.....	88
Capítulo 3	91
Metodologia para o estudo da viabilidade económica		91
3.1.	- Descrição do Algoritmo.....	93
3.2	- Formulação matemática do algoritmo.....	96
3.3	- Considerações sobre integração de sistema FV	101
3.4	- Considerações sobre integração de sistemas FV e BAEs	103
3.5	- Conclusões.....	105
Capítulo 4	107
4.1	- Criação de cenários para simulação	107
4.2	- Definição dos cenários relevantes.....	112
4.3	- Conclusões.....	113
Capítulo 5	115
Resultados		115
5.1	- Resultados iniciais.....	115
5.2	-Resultados dos cenários.....	118
5.3	- Comparação dos resultados	127
5.4	- Conclusões.....	131
Capítulo 6	133
Conclusões		133
6.1	- Conclusões Gerais	133
6.2	- Satisfação de Objetivos	134
6.3	- Trabalhos Futuros	135
Referências	137

Lista de figuras

Figura 1.1 - Evolução da capacidade de produção de energia solar mundial acumulada 2000-2014, retirada de [2]	2
Figura 1.2 - Previsão da capacidade de produção de energia solar acumulada a nível mundial até 2019, retirada de [2]	2
Figura 2.1 - Enquadramento do Autoconsumo e das UPP, pelo governo português, retirada de [7]	6
Figura 2.2 - Diagrama (horário) de produção e consumo para consumidores domésticos sem BAEs, retirada de [7]	7
Figura 2.3 - Modelo de funcionamento para potência instalada superior a 1.5kW, retirada de [7]	8
Figura 2.4 - Mapa horizontal de Irradiação Solar na Europa, retirada de [11] .	8
Figura 2.5 - Representação de sistema isolado da RESP com produção energia por via solar e eólica e capacidade de armazenamento da mesma num sistema de baterias, retirada de [12].	9
Figura 2.6 - Sistema FV convencional sem BAEs, retirada de [13]	11
Figura 2.7 - Esquema de sistema FV residencial ligado à RESP, retirada e editada de [16]	11
Figura 2.8 - Sistema FV de produção aliado a BAEs e interligado com a RESP, retirada de [17]	12
Figura 2.9 - Exemplo de solução otimizada para gestão do sistema FV com armazenamento e ligação à RESP: “Manhã” [18]	13
Figura 2.10 - Exemplo de solução otimizada para gestão do sistema FV com armazenamento e ligação à RESP: “Tarde” [18]	13
Figura 2.11 - Exemplo de solução otimizada para gestão do sistema FV com armazenamento e ligação à RESP: “Noite/Madrugada” [18]	14

Figura 2.12 - Autoconsumo vs Autossuficiência, retirada de [19]	15
Figura 2.13 - Capacidade FV acumulada na Europa, 2014, retirada e editada de [2]	15
Figura 2.14 - Esquemas de autoconsumo, retirada de IEA, 2016 [19].....	16
Figura 2.15 - Parâmetros de autoconsumo, retirada de IEA, 2016 [19].....	16
Figura 2.16 - Evolução do enquadramento legal de micro e miniprodução, retirada de [7]	19
Figura 2.17 - Esquema de autoconsumo na Alemanha, retirada de [19]	21
Figura 2.18 - Esquema de autoconsumo na Bélgica, retirada de [19].....	21
Figura 2.19 - Esquema de autoconsumo na Dinamarca, retirada de [19]	22
Figura 2.20 - Esquema de autoconsumo na Espanha, retirada de [19].....	22
Figura 2.21 - Esquema de autoconsumo na França, retirada de [19]	23
Figura 2.22 - Esquema de autoconsumo na Holanda, retirada de [19]	23
Figura 2.23 - Esquema de autoconsumo na Itália, retirada de [19]	24
Figura 2.24 - Esquema de autoconsumo na Suíça, retirada de [19]	25
Figura 2.25 - Esquema de autoconsumo no Reino Unido, retirada de [19].....	25
Figura 2.26 - Esquema de autoconsumo na Itália, retirada de [19]	26
Figura 2.27 - Esquema de autoconsumo no Brasil, retirada de [19].....	26
Figura 2.28 - Esquema de autoconsumo na China, retirada de [19].....	27
Figura 2.29 - Esquema de autoconsumo no Japão, retirada de [19]	27
Figura 2.30 - Esquema de autoconsumo nos Estados Unidos da América, retirada de [19]	28
Figura 2.31 - Tecnologias de sistemas de armazenamento de energia: elétrica, eletroquímica e mecânica, imagem retirada e editada de [50]	31
Figura 2.32 - Esquema do funcionamento do Flywheel, retirada de [26]	31
Figura 2.33 - Esquema de Sistema de armazenamento por ar comprimido, retirada de [26]	32
Figura 2.34 - Funcionamento de um Sistema de armazenamento SMES, retirada de [26]	33
Figura 2.35 - Diferentes tipos de <i>Capacitors</i> , retirada de [24].....	34

Figura 2.36 - Esquema de funcionamento de um <i>Supercapacitor</i> , retirada de [26]	34
Figura 2.37 - Esquema de “ <i>Hydrogen Tank</i> ”, retirada de [32]	35
Figura 2.38 - Esquema de veículo movido a <i>Fuel Cells</i> , retirada de [46].....	36
Figura 2.39 - Esquema de funcionamento genérico de uma <i>flow battery</i> , retirada de [26]	37
Figura 2.40 - Diagrama da operação de uma bateria de armazenamento de energia, retirada de [26]	38
Figura 2.41 - Comparação entre os mais relevantes sistemas de armazenamento de energia, retirada de [49]	41
Figura 2.42 - Comparação das características dos diferentes tipos de baterias, retirada de [28]	42
Figura 2.43 - Comparação de diferentes tecnologias de Li-ion com outros tipos de baterias, retirada de [52].....	43
Figura 2.44 - Comparação dos diferentes tipos de baterias de <i>Li-ion</i> , retirada de [52]	43
Figura 2.45 - Energia específica das diferentes tecnologias de baterias, retirada de [51]	44
Figura 2.46 - Eficiência vs Ciclo de Vida (<i>DoD</i> a 80%), retirada de [103]	44
Figura 2.47 - <i>Gigafactory</i> da <i>Tesla</i> , construção da futura maior fábrica do Mundo, retirada de [57]	46
Figura 2.48 - Plataforma <i>Model S</i> , totalmente reciclável, retirada de [96] ...	46
Figura 2.49 - Efeito da <i>Gigafactory</i> nos preços do <i>lítio</i> a partir de 2017, retirada de [57]	47
Figura 2.50 - Previsão da <i>GM</i> da evolução do preço das baterias de <i>Li-ion</i> , retirada de [62]	47
Figura 2.51 - Especificações da <i>Tesla Powerwall</i> , retirada de [63]	48
Figura 2.52 - Conceito da <i>Tesla</i> com “Ciclo”: Veículo e bateria doméstica de armazenamento de energia, rede doméstica, retirada da página do fabricante [65]	48
Figura 2.53 - Previsão da evolução dos sistemas de baterias de armazenamento para fins residenciais, retirada de [49]	50
Figura 2.54 - Sistemas de armazenamento em desenvolvimento, retirada de [49]	50

Figura 2.55 - Evolução das tecnologias de <i>BAEs</i> , retirada e editada de [97] ..	51
Figura 2.56 - Evolução do preço das <i>BAEs</i> face à sua densidade energética, retirada de [116]	52
Figura 2.57 - Previsão dos preços em \$/kWh das diferentes tecnologias de baterias, retirada de [68]	52
Figura 2.58 - Produção de baterias de <i>Li-ion</i> para <i>EVs</i> - 2014 vs 2015, retirada de [70]	53
Figura 2.59 - Previsão da evolução do preço dos <i>EVs</i> nos <i>EUA</i> , retirada de [74]	53
Figura 2.60 - Evolução do mercado automóvel até 2040 e penetração dos <i>EVs</i> , retirada de [75]	54
Figura 2.61 - Influência do mercado dos <i>EVs</i> na redução da procura de petróleo, retirada de [75]	54
Figura 2.62 - Investimento em renováveis e combustíveis fósseis em contraste, retirada e editada de [100].....	55
Figura 2.63 - Evolução do preço das baterias de <i>Li-ion</i> para o futuro, retirada e editada de [75].....	55
Figura 2.64 - Crescente valorização das ações das companhias extratoras de lítio, retirada de [105]	56
Figura 2.65 - Mecanismos políticos de suporte em 2015, aplicados por diversos países para propulsionar a adoção dos <i>VEs</i> , retirada e editada de [116].....	56
Figura 2.66 - Incentivos na aquisição de <i>VEs</i> e respetiva penetração em Mercado dos <i>BEVs</i> e dos <i>PHEVs</i> em 2015, retirada e editada de [116]	57
Figura 2.67 - Metas de quota de <i>VEs</i> , definidas por vários países, retirada e editada de [116]	57
Figura 2.68 - Evolução do <i>LCOE</i> para sistemas <i>FV</i> , retirada de [80].....	58
Figura 2.69 - Evolução dos custos de sistema <i>PV</i> e sistema <i>PV+Bateria</i> , até 2018, retirada de [82].....	59
Figura 2.70 - Comparação do <i>LCOS</i> a 5 anos para diferentes tipos de baterias, retirada de [77]	59
Figura 2.71 - - Comparação de <i>LCOS</i> a 5 anos para diversos fins, incluindo residencial, retirada de [83, 84]	60
Figura 2.72 - Grau de maturidade das tecnologias de armazenamento, retirada de [101]	60

Figura 2.73 - - <i>LCOE</i> solar FV vs <i>LCOE</i> centrais convencionais, retirada de [77]	61
Figura 2.74 - 13 serviços a que os sistemas BAEs podem dar resposta, retirada e editada de [84]	62
Figura 2.75 - Várias áreas de aplicação para a introdução de BAEs, retirada de [49]	62
Figura 2.76 - Impacto das <i>ToU</i> na linearização do perfil de carga, retirada de [84]	63
Figura 2.77 - Impacto da <i>DCR</i> nas necessidades de compra de energia à RESP, retirada de [84]	63
Figura 2.78 - - Comparação dos modelos de autoconsumo existentes, retirada de [19]	64
Figura 2.79 - Análise dos modelos de autoconsumo, retirada de [19]	65
Figura 2.80 - Rentabilidade dos modelos para o <i>prosumer</i> , retirada de [19]..	66
Figura 2.81 - Pior e melhor cenários de autoconsumo para o <i>prosumer</i> , retirada de [19]	66
Figura 2.82 - Evolução necessária para se alcançar a <i>Grid-Parity</i> , retirada de [86]	67
Figura 2.83 - <i>Grid parity - market evolution</i> , retirada de [86]	67
Figura 2.84 - Estado dos mercados - Paradigma atual, retirada de [19]	68
Figura 2.85 - Tarifas de Acesso, retirada de [87]	69
Figura 2.86 - Evolução das TA até ao presente, retirada de [90]	69
Figura 2.87 - Tarifas de Venda a Clientes Finais, retirada de [87]	70
Figura 2.88 - Decomposição dos preços de eletricidade e dos CIEG para BTN, à esquerda para níveis inferiores ou iguais a 20,7kVA e à direita acima desse valor, retirada e editada de [102] A) Sobrecusto do custo da Produção em Regime Especial (PRE) de energia renovável; B) Sobrecusto do custo da Produção em Regime Ordinário (PRO); C) Sobrecusto do custo da Produção em Regime Especial; D) Sobrecusto das regiões autónomas; E) Rendas pagas aos Municípios; F) Outros custos	70
Figura 2.89 - - Evolução dos CIEG desde 1999 até ao presente, retirada de [90]	71
Figura 2.90 - Exemplos de remuneração, retirada de [7]	71

Figura 2.91 - - Relação entre preço “pool” e o <i>payback</i> da UPAC, retirada e editada de [7]	72
Figura 2.92 - Exemplo de cálculo da Compensação à RESP, retirada de [7] ...	73
Figura 2.93 - Processo de Licenciamento de uma UPAC, imagem retirada e compilada de [8]	74
Figura 2.94 - Ponto de situação da Produção Distribuída, retirada e editada de [8, 112]	74
Figura 2.95 - Comparação das obrigações por tipo de instalação, retirada de [7].....	75
Figura 2.96 - Exemplos de rentabilidade para dois cenários de potência da UPAC, retirada de [7]	75
Figura 2.97 - Tarifas transitórias de venda a clientes finais em BTN, imagem retirada e editada de [89]	76
Figura 2.98 - Custos médios de aquisição em mercado, retirada de [90]	76
Figura 2.99 - Ciclo tarifário diário (cima) e semanal (baixo), para clientes em BTN (Inverno e Verão, à esquerda e direita respetivamente), imagem editada de [93]	77
Figura 2.100 - Caracterização da distribuição dos planos tarifários em Portugal, 2014, retirada e editada de [88]	77
Figura 2.101 - Evolução dos preços da eletricidade [88]	78
Figura 2.102 - Indicação da evolução das TVCF até 2016, retirada de [90]	78
Figura 2.103 - Relação entre custo PRE e custo médio de aquisição pela CUR, retirada de [90]	79
Figura 2.104 - - Necessidade de evolução das políticas regulatórias, retirada de [49]	80
Figura 2.105 - Cenários considerados, com ou sem possibilidade de venda em mercado, retirada de [94]	80
Figura 2.106 - Escolha do Sistema ótimo de baterias nos cenários com ou sem venda em mercado, retirada de [94]	81
Figura 2.107 - Cenários considerados, com ou sem possibilidade de venda em mercado, retirada de [94]	81
Figura 2.108 - Viabilidade económica das baterias com ou sem venda em mercado, retirada de [94].....	81

Figura 2.109 - Cenários de evolução do preço dos sistemas FV em função da irradiância local, preços de gás natural, bem como com o aumento da capacidade acumulada mundial dos mesmos, retirada de [74].....	82
Figura 2.110 - Evolução do preço dos módulos solares desde 1976 e previsão dos seus preços até 2035, retirada de [101]	82
Figura 2.111 - Projeção da evolução dos preços de sistemas FV para aplicações de rede (à esquerda) e para aplicações residenciais (à direita), retirada de [101].....	83
Figura 2.112 - Evolução da capacidade acumulada FV instalada na Europa até 2030, retirada de [2]	83
Figura 2.113 - Cenários de evolução para os preços dos sistemas de BAEs com o progressivo aumento da sua capacidade instalada a nível mundial, retirada de [74]	84
Figura 2.114 - Projeções da evolução do preço das baterias de <i>Li-ion</i> para a indústria automóvel até 2030, em \$/kWh, retirada de [105].....	85
Figura 2.115 - Projeções da evolução do custo das baterias automóveis até 2030, considerando vários fatores e estabelecendo um intervalo de confiança a 95%, retirada de [108]	85
Figura 2.116 - Integração das renováveis no fornecimento primário de energia, retirada de [106].....	86
Figura 2.117 - Relação entre a evolução do <i>LCOE</i> e as <i>Fit</i> desde 2001 no Reino Unido, retirada de [101]	86
Figura 2.118 - Relação entre a evolução dos sistemas FV, regularização existente e criação de condições ao (re)aparecimento do <i>Storage</i> , retirada de [109]	87
Figura 2.119 - Análise comparativa entre as diferentes tecnologias de BAEs e evolução dos seus custos associados num horizonte até 2030, retirada de [110]	88
Figura 3.1 - Representação simplificada dos fluxos energético-financeiro com inclusão de sistemas FV e BAEs.....	91
Figura 3.2 - Fluxograma de funcionamento do sistema apenas conectado à RESP	93
Figura 3.3 - Fluxograma de funcionamento do sistema com sistema FV	94
Figura 3.4 - Fluxograma de funcionamento do sistema com sistema FV e BAE	95

Lista de gráficos

Gráfico 3.1 - Exemplo de consumo anual para uma $P_c=6,9$ kV	92
Gráfico 3.2 - Produção anual de um sistema FV de 1 kW numa instalação com $P_c=6,9$ kVA	93
Gráfico 3.3 - Custo do sistema FV e expressão da linha-tendência	102
Gráfico 3.4 - Depreciação dos preços das BAEs até 2050	104
Gráfico 3.5 - Evolução do custo das BAEs e expressão da linha-tendência ..	104
Gráfico 4.1 - Fluxos de energia antes da introdução da BAE	107
Gráfico 4.2 - Perfil de consume com introdução de BAE	108
Gráfico 5.1 - Evolução do LCOE e LCOES, nas condições consideradas, para o cenário 1	118
Gráfico 5.2 - Poupança percentual na fatura annual - impacto do <i>LCOE</i> e <i>LCOES</i> , para o cenário 1	118
Gráfico 5.3 - Evolução da fatura energética com ou sem FV e BAEs, para o cenário 1.....	119
Gráfico 5.4 - Evolução da faturação com BAEs e impacto da poupança resultante com FV e BAE em relação à fatura original, para o cenário 1	119
Gráfico 5.5 - Evolução do LCOE e LCOES, nas condições consideradas, para o cenário 2	120
Gráfico 5.6 - Poupança percentual na fatura annual - impacto do <i>LCOE</i> e <i>LCOES</i> , para o cenário 2	120
Gráfico 5.7 - Evolução da fatura energética com ou sem FV e BAEs, para o cenário 2.....	121
Gráfico 5.8 - Evolução da faturação com BAEs e impacto da poupança resultante com FV e BAE em relação à fatura original, para o cenário 2	121

Gráfico 5.9 - Poupança percentual na fatura anual - impacto do <i>LCOE</i> e <i>LCOES</i> , para o cenário 3	122
Gráfico 5.10 - Evolução do <i>LCOE</i> e <i>LCOES</i> , nas condições consideradas, para o cenário 3.....	122
Gráfico 5.11 - Evolução da fatura energética com ou sem FV e BAEs, para o cenário 3.....	123
Gráfico 5.12 - Evolução da faturação com BAEs e impacto da poupança resultante com FV e BAE em relação à fatura original, para o cenário 3	123
Gráfico 5.13 - Evolução do <i>LCOE</i> e <i>LCOES</i> , nas condições consideradas, para o cenário 4.....	124
Gráfico 5.14 - Poupança percentual na fatura anual - impacto do <i>LCOE</i> e <i>LCOES</i> , para o cenário 4	124
Gráfico 5.15 - Evolução da fatura energética com ou sem FV e BAEs, para o cenário 4.....	125
Gráfico 5.16 - Evolução da faturação com BAEs e impacto da poupança resultante com FV e BAE em relação à fatura original, para o cenário 4	125
Gráfico 5.17 - Poupança percentual na fatura anual - impacto do <i>LCOE</i> e <i>LCOES</i> , para o cenário 5	126
Gráfico 5.18 - Evolução do <i>LCOE</i> e <i>LCOES</i> , nas condições consideradas, para o cenário 5.....	126
Gráfico 5.19 - Evolução da fatura energética com ou sem FV e BAEs, para o cenário 5.....	127
Gráfico 5.20 - Evolução da faturação com BAEs e impacto da poupança resultante com FV e BAE em relação à fatura original, para o cenário 5	127
Gráfico 5.21 - Evolução do <i>LCOE</i> para os 5 cenários considerados	128
Gráfico 5.22 - Comparação da evolução do <i>LCOE</i> para os diferentes cenários.....	128
Gráfico 5.23 - Evolução do <i>LCOES</i> para os 5 cenários considerados	129
Gráfico 5.24 - Comparação da evolução do <i>LCOES</i> para os diferentes cenários.....	129
Gráfico 5.25 - Poupança acumulada com a BAE para cada cenário, até 2050	130
Gráfico 5.26 - Poupança media anual com a BAE para cada cenário, até 2050	130

Gráfico 5.27 - Comparativo da poupança anual face e o respetivo ano ótimo de instalação para cada P_c (e suas características).....	131
--	-----

Lista de tabelas

Tabela 3.1 - Previsão da evolução dos preços dos sistemas FV, em função da sua potência e ano de instalação, até 2050	103
Tabela 3.2 - Previsão da evolução dos preços das BAEs, em função da sua capacidade e ano de instalação, até 2050	105
Tabela 4.1 Tarifas BTN por potência contratada	108
Tabela 4.2 - Exemplo de um cenário considerado para 2016.....	109
Tabela 4.3 - Exemplo do cenário homólogo ao da Tabela 4.2, considerado para 2020	110
Tabela 4.4 - Exemplo do cenário homólogo ao das Tabelas 4.2 e 4.3, considerado para 2025	111
Tabela 4.5 - Cenários Selecionados	113
Tabela 5.1 - Pequeno Consumidor.....	115
Tabela 5.2 - Médio Consumidor	116
Tabela 5.3 - Consumidor Familiar	116
Tabela 5.4 - Consumidor Empresarial.....	116
Tabela 5.5 - Pequena Indústria	117

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

ACS	American Chemical Society
AT	Alta Tension
BAE	Bateria de Armazenamento de Energia
BES	Battery Energy Storage
BEV	Battery Electric Vehicle
BT	Baixa Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
CA	Corrente Alternada
CAES	Compressed Air Energy Storage
CC	Corrente Contínua
CES	Comunitary Energy Storage
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CUR	Comercializador de Último Recurso
DEEC	Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DL	Decretory-Lei
DoD	Depth-of-Discharge
DSM	Demand Side Management
EDLC	Electrical Double Layer Capacitor
EESS	Electrical Energy Storage System
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUA	Estados Unidos da América
EV	Electrical Vehicle
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
FIT	Feed-in Tariff
FV	Fotovoltaico
GM	General Motors

GW	Gigawatt
HTS	High Temperature Superconducting
HV	High voltage
ICB	Iron-Chromium Batteries
IEA	International Energy Agency
ISO	Independent System Operator
K	Kelvin
kW	Quilowatt
kWp	Quilowatt-pico
LACE	Levelized Avoided Cost of Electricity
LCOE	Levelized Cost of Electricity
LCOES	Levelized Cost of Energy Stored
LCOS	Levelized Cost of Storage
Li-ion	Lithium-ion
LIC	Li-ion Capacitor
LTO	Li-titanate
LTS	Low Temperature Superconducting
LV	Low Voltage
MT	Média Tensão
MW	Megawatt
NAS	Sodium Sulfur Batteries
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NCA	Nickel Cobalt Aluminum Oxide
Ni-CD	Nickel-Cadmium Batteries
NiMH	Nickel-Metal-Hydrate Batteries
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OE	Ordem dos Engenheiros
ORD	Operador da Rede de Distribuição
PMMA	Polymethyl Methacrylate
PHEV	Plug-in Electric Vehicle
PPA	Power Purchase Agreement
PRE	Produção em Regime Especial
PRO	Produção em Regime Ordinário
PV	Photovoltaic
REN	Rede Elétrica Nacional
RESS	Rechargeable Energy Storage System
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RMI	Rocky Mountain Institute
RRC	Regulamento das Relações Comerciais
RTO	Regional Transmission Organization

RTSE	Regulamento Tarifário do Sector Elétrico
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SEU	Sistema Efficiente di Utenza
SERUP	Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção
SMES	Super Conducting Energy Storage
SOC	State of Charge
SSP	Scambio Sul Posto
TA	Tarifas de Acesso
TC	Tarifa de Comercialização
T&D	Transmission and Distribution
ToU	Time of Use Prices
TUGS	Uso Global do Sistema
TURD	Uso da Rede de Distribuição
TURT	Uso da Rede de Transporte
TVCF	Tarifas de Venda a Clientes Finais
UE	União Europeia
UPAC	Unidades de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidades de Pequena Produção
UK	United Kingdom (Reino Unido)
VE	Veículo Elétrico
VRB	Vanadium Redox Batteries
ZNBR	Zinc-Bromine Batteries

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Enquadramento e Motivação

No panorama atual em que ainda há dificuldade por parte de certas fações ideológicas de cariz religioso ou político, em compreender a evidência da urgência por um comportamento sustentável e responsável por parte do Homem enquanto espécie dominante na Terra, a comunidade científica não pode ter dúvidas da necessidade por um desprendimento dos sistemas elétricos de energia a nível global, da sua dependência (outrora absoluta!) das convencionais centrais térmicas.

Neste sentido, a aposta global nas energias renováveis tem vindo nas últimas décadas a ganhar cada vez mais relevo e também a ser uma temática cada vez mais “próxima” do consumidor doméstico. Este, mostra por sua vez uma vontade crescente em intervir diretamente na sua própria contribuição no que respeita ao impacto ambiental. Com o aumento gradual desta consciencialização, o maior entrave que a adoção de energias renováveis sempre teve foi o seu custo de aquisição (quer se tratasse de um aproveitamento eólico, mini-hídrico, fotovoltaico, ou porque não, de um veículo elétrico). O que seria absolutamente proibitivo para o cidadão comum há uma década atrás, passou a ser ponderável. Desde 2013, com a evolução das tecnologias de produção dos sistemas fotovoltaicos (FV), a capacidade instalada em cada novo ano supera a alcançada no ano anterior e a perspetiva para os próximos anos prevê uma evolução firme nesse sentido. Na prática, em menos de 10 anos, verificou-se uma redução de cerca de 75% no preço de sistemas FV, acompanhando a maior e mais consistente procura pela integração dos mesmos tanto no sector industrial quanto no privado. Como resultado, desde o ano 2000 até 2014, a capacidade total acumulada de produção de energia solar foi multiplicada 100 vezes, até aos 178 GW [2]. Em 2015 atingiu-se mesmo cerca de 230 GW e é previsível que até 2020 se ultrapassem os 500 GW [1, 2, 3, 4] como ilustra a figura 1.2, que mostra uma evolução realista com base nos dados concretos utilizados para a criação da figura 1.1 [1].

2 Introdução

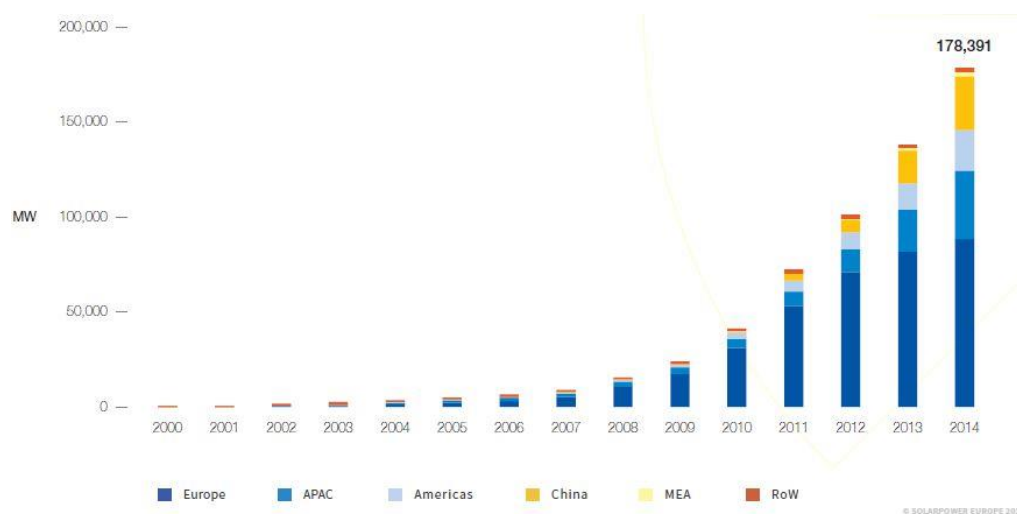


Figura 1.1 - Evolução da capacidade de produção de energia solar mundial acumulada 2000-2014, retirada de [2]

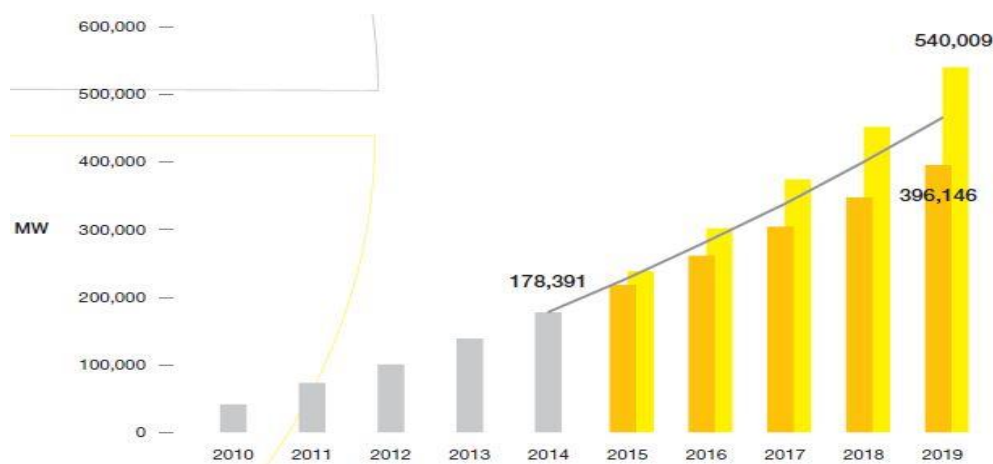


Figura 1.2 - Previsão da capacidade de produção de energia solar acumulada a nível mundial até 2019, retirada de [2]

Atualmente, a adoção de um sistema FV é do conhecimento comum em Portugal há já alguns anos, tendo os custos de aquisição baixado dos milhares para as centenas de euros, incentivando assim o autoconsumo que se encontra em franco crescimento.

Por outro lado, também a tecnologia dos sistemas de armazenamento de energia tem vindo a evoluir e a proporcionar novas aplicações ao longo dos anos. É o caso das baterias utilizadas nos aparelhos de mobilidade como câmaras fotográficas, telemóveis, computadores e afins. Nos últimos anos assistiu-se ao seu crescente desenvolvimento a fim de tornar a autonomia dos veículos elétricos mais aceitável. Neste contexto, talvez a última iteração desta evolução, e possivelmente uma das mais importantes de sempre, surge o conceito de “Baterias de Armazenamento de Energia” (BAEs), cujo intuito passa a ser a associação de um sistema de armazenamento de energia com um sistema de produção renovável (tipicamente FV) instalado na própria residência do consumidor [95]. Desta forma, o consumidor-produtor (“prosumer”) não só passa a poder controlar a energia que produz, agora com a possibilidade de armazenamento, como passa ainda a ser capaz de gerir como e quando consome a energia

produzida, e de que forma lhe é mais conveniente usufruir dessa liberdade para melhor adaptar a sua ligação contratual à rede elétrica de serviço público (RESP), nomeadamente com a escolha dos períodos de compra e venda de energia.

A questão que permanece, nomeadamente para Portugal, prende-se com a viabilidade económica da adaptação de um sistema deste tipo em consumidores domésticos com autoconsumo (cargas tipicamente de baixa potência), face ao investimento necessário para a implementação do mesmo. É necessário aferir quais os incentivos necessários para fomentar a adoção destes sistemas, bem como para que tipo de instalações, diagramas de carga e regimes tarifários será compensatório para o prosumer adaptar sistemas de armazenamento em detrimento de permanecer apenas com um sistema FV.

1.2 - Objetivos

Com a realização deste trabalho pretende-se essencialmente reunir informações necessárias à compreensão de quando se tornarão economicamente viáveis os sistemas de BAEs. Para tal definiram-se objetivos a alcançar, capazes de permitir a obtenção de uma resposta à premissa original.

- Análise do panorama de autoconsumo nacional e internacional;
- Compreensão das características e tecnologias relevantes das BAEs e de que forma estas podem condicionar a sua escolha;
- Seleção do tipo ou tecnologia de BAE indicado para instalação em ambiente doméstico e respetivas restrições, nomeadamente de cariz técnico-económico;
- Pesquisa da previsão de evolução deste mercado e definição do horizonte temporal a considerar na análise a desenvolver;
- Desenvolvimento de um modelo de funcionamento das BAEs, integradas numa instalação com autoconsumo FV que considere todas as variáveis importantes quer para estes sistemas quer no que respeita aos sistemas FV;
- Estabelecimento de um algoritmo de carga/descarga da BAE por forma a rentabilizar da melhor forma o investimento que estas implicam;
- Especificação dos aspetos e grandezas importantes a considerar de modo a obter um modelo robusto que traduza corretamente cenários de utilização reais;
- Definição das características importantes a extrair do modelo desenvolvido, possibilitando assim a criação de cenários representativos;
- Comparação dos cenários e conclusões à cerca da viabilidade económica da integração de BAEs em cada um deles;
- Compreensão de qual o ano ótimo para a integração das BAEs para cada cenário considerado;
- Conclusões gerais sobre todo o trabalho desenvolvido e ao nível da evolução da viabilidade económica das BAEs

1.3- Estrutura do documento

O documento apresentado encontra-se dividido em seis capítulos, cuja descrição é a que se apresenta de seguida:

- **Capítulo 1:** Introdução ao trabalho apresentado, com esclarecimentos ao nível do enquadramento do tema, motivação e objetivos;
- **Capítulo 2:** É apresentado o Estado da Arte da matéria de estudo. Neste capítulo procurou-se abordar da forma mais completa possível todos os aspetos relacionáveis com as BAEs, nomeadamente com a sua evolução tecnológica e de custos. Questões como os vários modelos de autoconsumo existentes, as diversas tecnologias de armazenamento de energia, outros sistemas de produção renovável, os agentes de mercado, os preços da eletricidade, nomeadamente em Portugal, foram escrutinados da forma mais completa e precisa possível;
- **Capítulo 3:** Neste capítulo é apresentada a metodologia para o estudo da viabilidade económica da integração das BAEs em sistemas com autoconsumo. São salientados os aspetos considerados fundamentais à criação de um modelo que permita a análise do impacto destes sistemas numa instalação. É apresentado um esquema de funcionamento ideal da instalação com um sistema de BAEs, destacando-se posteriormente, por via de fluxogramas descritivos, as diferenças de funcionamento entre um sistema apenas conectado à RESP, um com FV e outro com FV e BAEs. A acompanhar os fluxogramas encontra-se a formulação matemática que deu origem ao modelo apresentado.
- **Capítulo 4:** Aqui são apresentados os cenários de integração das BAEs, utilizando-se um exemplo para ajudar a compreender como são obtidas as grandezas (*outputs*) bem como, de que forma o valor destas evolui com a alteração de apenas um dos vários parâmetros (*inputs*), o ano de instalação;
- **Capítulo 5:** No capítulo 5 são apresentados resultados e, como tal, este começou por definir quais os cenários que iriam ser utilizados e porque motivo haviam sido escolhidos em detrimento de outros. São retiradas também algumas conclusões e analisados os resultados obtidos;
- **Capítulo 6:** Neste, é feito um breve apanhado de tudo o que foi analisado, são fincadas as conclusões mais importantes de todo o trabalho e discutem-se possibilidades para eventuais trabalhos futuros.

Capítulo 2

Estado da Arte

O presente capítulo pretende proporcionar uma contextualização adequada do estado da arte atual relativamente aos sistemas de armazenamento de energia, tema nuclear deste trabalho. Evolução tecnológica, legislação (nacional e internacional), aspetos a considerar na escolha destes sistemas bem como campos de aplicação serão detalhadamente abordados.

Adicionalmente, o autoconsumo FV em consumidores domésticos também será discutido, nomeadamente na perspetiva de integração do mesmo com os sistemas de BAEs.

Por forma a avaliar a viabilidade económica da integração de ambas as tecnologias em consumidores domésticos com autoconsumo, será apresentada uma análise do ponto de vista do *prosumer*. Para suportar a informação apresentada neste capítulo, desenvolveu-se uma extensa revisão bibliográfica sobre todos os conceitos mencionados.

2.1 - Produção Distribuída - Conceito e Panorama

O novo enquadramento geral de produção distribuída publicado pelo governo português consiste em proporcionar a possibilidade de produção de energia diretamente por parte dos consumidores. Este paradigma relativamente recente de funcionamento do sistema elétrico de energia procura a crescente integração das energias renováveis [5]. A preocupação e compromisso pela redução de gases de efeito de estufa e emissões poluentes e pelo aumento da eficiência energética, tomaram especial impulso com o protocolo de *Kyoto* em 1997 e a sua detalhada implementação em 2005 [6]. Foram definidas metas para o funcionamento dos sistemas elétricos dos países que o subescreveram, como o aumento da produção descentralizada (produção distribuída e microgeração). Estas diretivas e a importância da sua propagação deram por sua vez lugar ao atual enquadramento das Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e das Unidades de Pequena Produção (UPP) em Portugal.

Assim, destacam-se alguns aspetos alcançados pela produção distribuída [7, 8]:

- Produção próxima do ponto de consumo, com redução das perdas da rede;
- Aumento da capacidade de produção renovável (especialmente solar);
- Democratização da produção de eletricidade, com a possibilidade de entrada de novos provedores de serviços energéticos e assim maior concorrência na geração;

- Redução da centralização das unidades de produção, aumentando a segurança no abastecimento de energia;
- Limitação futura das necessidades de investimento na RESP;
- Dinamização da indústria fotovoltaica;
- Promoção e criação de emprego, formação, qualificação e desenvolvimento de recursos técnicos, particularmente ao nível das economias locais

O atual regime de produção distribuída distingue as atividades de autoconsumo e de pequena produção. No que respeita à energia produzida em UPAC, esta será preferencialmente injetada na instalação (podendo os excedentes ser injetados na RESP), enquanto nas UPP será totalmente injetada na rede, com a atribuição de tarifa via leilão, ao regime da Micro e Miniprodução. Mantém, portanto, os requisitos de produção indexados ao consumo de eletricidade existente na instalação de consumo associada. Já para as UPAC, o modelo pressupõe a adequação da capacidade de produção ao regime de consumo existente no local, minimizando a injeção na rede [7, 8].

A figura 2.1 compara e sintetiza as diferenças das características mais relevantes entre os dois sistemas de produção dispersa, que servem para definir qual será o mais apropriado a implementar de acordo com o tipo de aproveitamento que se pretende obter. Entre estas destacam-se:

- A fonte de produção de energia (renovável ou não);
- O limite de potência da instalação;
- Requisitos de produção estipulados;
- A remuneração aplicada a cada um dos sistemas;
- A compensação ao nível do valor dos “Custos de Interesse Económico Geral” - CIEG (não aplicável para UPP);
- O tipo de contagem necessária;
- Processo de licenciamento requerido;
- Quotas máximas de potência atribuída apenas para UPP.

	1 Autoconsumo	2 Pequena Produção
Fonte	• Renovável e Não Renovável	• Renovável
Limite Potência	• Potência de ligação < 100% da potência contratada na instalação de consumo	• Potência de ligação < 100% da potência contratada na instalação de consumo • Potência de ligação até 250 KW
Requisitos Produção	• Produção anual deve ser inferior às necessidades de consumo • Venda do excedente instantâneo ao CUR	• Produção anual < 2x consumo da instalação • Venda da totalidade da energia ao CUR
Remuneração	• Valor da “pool” para excedente instantâneo de produção, deduzido de custos • Numa base anual, o excedente produzido face às necessidades de consumo não é remunerado	• Tarifa obtida em leilão para totalidade da produção • Numa base anual, o excedente produzido face ao requisito de 2x consumo da instalação não é remunerado
Compensação	• Entre 30% e 50% do respectivo valor dos CIEG quando a potência acumulada de unidades de autoconsumo exceda 1% da potência instalada no SEN	• n.a.
Contagem	• Contagem obrigatória para potências ligadas à RESP superiores a 1,5 kW	• Obrigatória para todas as potências, como elemento chave na faturação
Processo Licenciamento	• Processo gerido via plataforma eletrónica • Mera comunicação prévia: Entre 200W – 1,5 kW • Registo+certificado de exploração: Entre 1,5 kW e 1MW • Licença de produção + exploração: >1MW	• Processo gerido via plataforma eletrónica • Registo + certificado de exploração • Inspeções obrigatórias
Outros aspectos	• Não existe quota de atribuição	• Quota máxima anual de potência atribuída (p.e. 20 MW atribuídos por ano)

Figura 2.1 - Enquadramento do Autoconsumo e das UPP, pelo governo português, retirada de [7]

2.1.1 - Autoconsumo

No âmbito da produção distribuída, este trabalho pretende dar especial relevo ao autoconsumo, nomeadamente para consumidores domésticos. Estes sistemas deverão por isso ser dimensionados de acordo com as necessidades de utilização de cada consumidor, prevendo que a energia elétrica produzida será injetada diretamente na instalação de consumo, conforme o diagrama de produção e consumo que a figura 2.2 mostra.

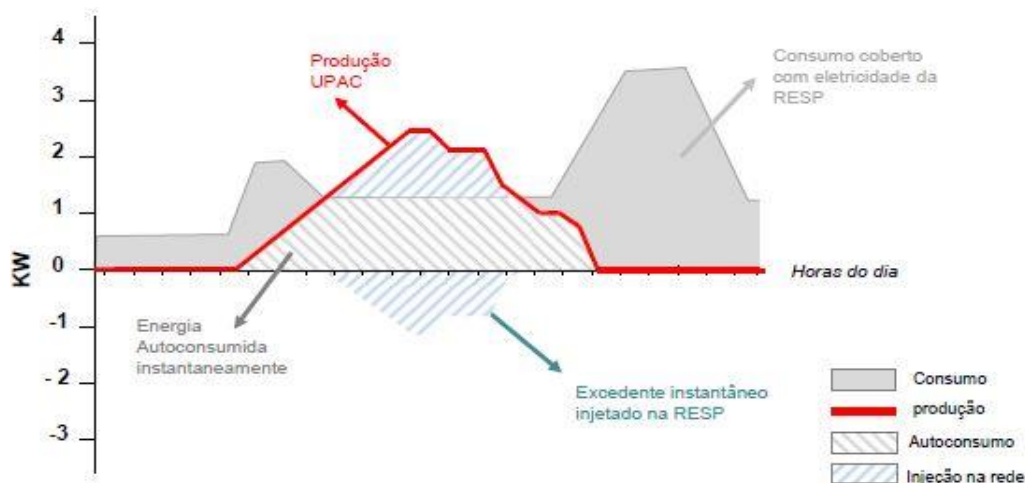


Figura 2.2 - Diagrama (horário) de produção e consumo para consumidores domésticos sem BAEs, retirada de [7]

Analisando o diagrama genérico, constata-se o perfil de consumo característico ao longo de um dia, sendo possível aferir em que períodos horários a instalação se encontrará a consumir a energia produzida pelo sistema e, da mesma forma, quando será mais natural o excedente de produção ser injetado diretamente na rede. Pode verificar-se que a tendência é para a produção de energia pelo sistema se iniciar em torno das 6 horas da manhã, acompanhando o amanhecer, atingindo-se o pico de produção pelas 12 horas. Assim, sensivelmente até às 18 horas este permanecerá em produção, sendo o excedente injetado diretamente na rede. A partir deste período, com o anoitecer, o consumo energético passará a ser suportado pela RESP.

A figura 2.3 mostra a interpretação legal do governo português em relação a uma unidade de produção com potência superior a 1.5kW. É com base no esquema apresentado e na forma como os seus elementos constituintes se encontram ligados que o enquadramento legal do autoconsumo tem vindo a evoluir, com vista a caracterizar corretamente este tipo de instalações. O quadro constitucional prevê a forma como o excedente de produção instantânea deverá ser remunerado, parametriza a compensação paga ao sistema e a sua fórmula de cálculo, estabelecendo ainda diretivas a respeito dos equipamentos de contagem bem como das etapas necessárias a cumprir para ser aprovado o processo de licenciamento de UPAC com potência superior a 1.5kW.

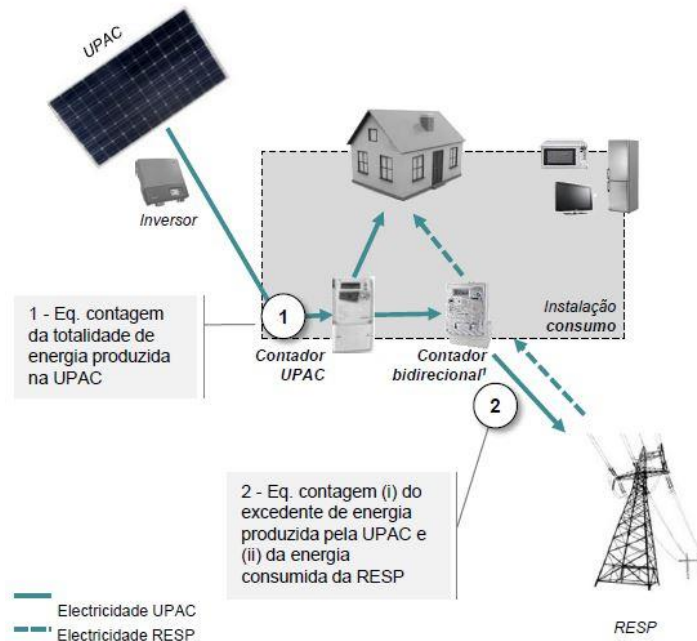


Figura 2.3 - Modelo de funcionamento para potência instalada superior a 1.5kW, retirada de [7]

2.1.1.1 - Irradiação

O autoconsumo de energia pode ser caracterizado como a porção de energia produzida pela integração de sistemas fotovoltaicos residenciais que é diretamente consumida pelo proprietário [2], passando este a ser um consumidor/produzidor, “prosumer” [3]. Para tal, é naturalmente fundamental a existência de condições favoráveis à instalação deste tipo de sistemas, particularmente dependentes da penetração de radiação solar.

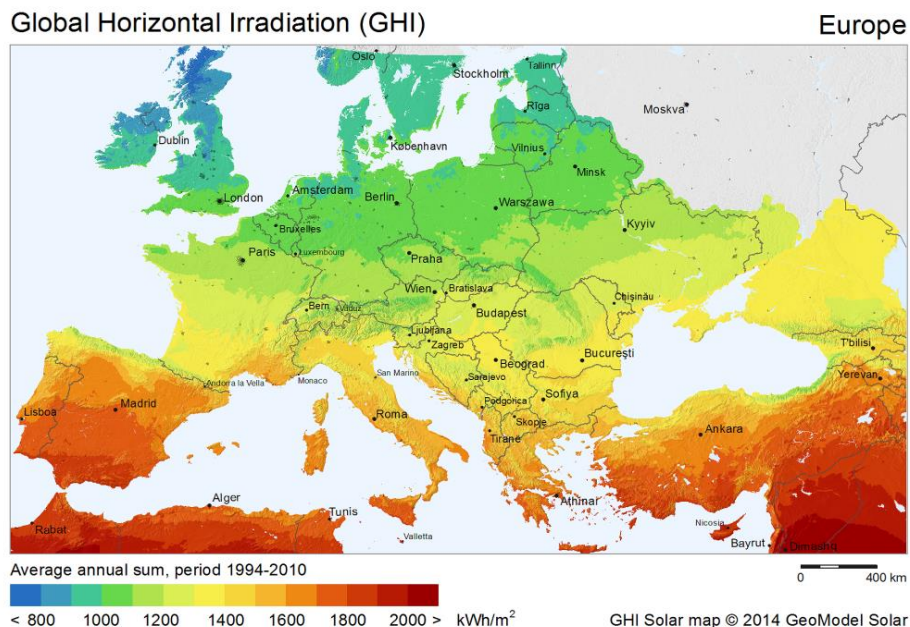


Figura 2.4 - Mapa horizontal de Irradiação Solar na Europa, retirada de [11]

Portugal, possuindo um nível médio de irradiação solar entre 1500 e 1800 kWh/m², apresenta neste contexto, acesso privilegiado ao recurso natural necessário para a adoção viável, nomeadamente do ponto de vista económico, de sistemas FV por parte dos consumidores finais

[9]. Existindo vários países a nível mundial com maiores índices de penetração de radiação solar [10], no contexto europeu, conforme mostra a figura 2.4, Portugal é um dos países com maior potencial de aproveitamento de energia solar [11]. Esta noção torna-se particularmente evidente considerando que os países europeus com maior capacidade FV instalada, à exceção da Espanha, como a Alemanha (segunda maior, apenas inferior à dos EUA), Itália, França ou Bélgica, têm todos níveis de irradiação média inferior a Portugal (com 916, 1326, 1100 e 990 kW/kW respetivamente) [95].

2.1.1.2 - Sistemas FV - Funcionamento

Sistemas Isolados

Existindo matéria-prima para a instalação de sistemas de conversão de energia solar em energia utilizável em edifícios, torna-se então necessário desenvolver as tecnologias mais eficientes para o fazer de forma limpa, segura e confiável. Os sistemas FV adaptados para o autoconsumo podem ser instalados pressupondo uma ligação à RESP ou um funcionamento isolado da mesma, com ou sem um sistema de armazenamento de energia.

No que respeita ao autoconsumo sob a forma de um sistema isolado da rede, o mesmo será mais viável para sistemas de sinalização rodoviária, iluminação pública ou afins, os quais, sendo importantes, não afetem diretamente a segurança, conforto ou circulação dos cidadãos, por apresentarem fácil e relativamente rápida recuperação. Sistemas isolados como uma habitação ou complexo fabril, muito distantes do fornecimento de energia por parte da rede elétrica de energia são também consideráveis ainda que, neste contexto, o consumidor tenha que suportar parte dos custos da criação das infraestruturas de distribuição de energia até à sua propriedade.

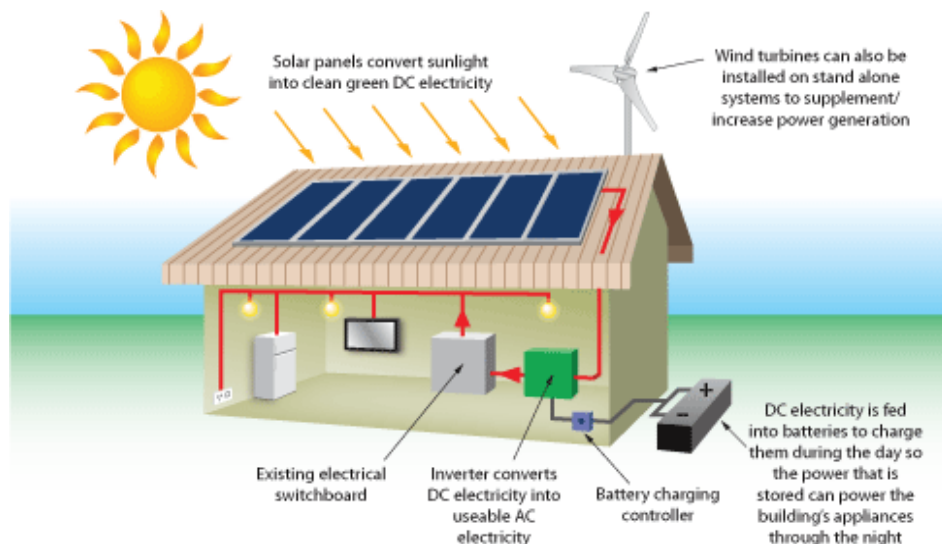


Figura 2.5 - Representação de sistema isolado da RESP com produção energia por via solar e eólica e capacidade de armazenamento da mesma num sistema de baterias, retirada de [12].

Assim, e dependendo da potência contratada que se prevê que as cargas instaladas exigirão, para um determinado horizonte temporal (fora questões ideológicas relacionadas com o meio ambiente e sua sustentabilidade) o consumidor pode preencher essas necessidades com um

sistema produtor de energia renovável. Este, pode ser ainda mais complexo e dispor da integração de várias fontes de produção renovável, como solar, eólica e até hídrica. A figura 2.5 propõe uma configuração de um aproveitamento solar-eólico com baterias de armazenamento [12].

Esta solução possibilita o armazenamento da energia produzida pelo sistema FV durante o dia e que não foi consumida. A mesma, de outra forma não seria aproveitada, aumentando assim a eficiência do sistema. Por seu lado, a existência de uma turbina eólica confere maior robustez ao sistema produtor, que deixa de estar apenas dependente de bons índices de irradiação solar. Desta forma, e com um sistema de armazenamento de energia corretamente dimensionado, a possibilidade, nomeadamente à noite, das cargas não serem alimentadas pode ser mitigada ou mesmo eliminada. É, contudo, preciso atender a dois fatores muito importantes relativamente a sistemas isolados, sendo eles o investimento necessário e a capacidade de recuperação do mesmo na situação de avaria ou falha. Do ponto de vista económico, o investimento em painéis solares pode já ser considerado relativamente acessível, enquanto o custo dos sistemas BAEs se encontra progressivamente a baixar. Já no que respeita ao investimento em turbinas eólicas, o mesmo pode facilmente duplicar ou triplicar o orçamento para um sistema deste tipo, pelo que terá que ser especialmente bem avaliado para instalações domésticas. Quanto à robustez de tal sistema, o risco prende-se precisamente com o seu conceito base, o isolamento da RESP que, desta forma não irá proporcionar apoio célere à instalação em caso de necessidade, visto não existir efetivamente ligação física. Neste cenário, a instalação pode ficar sem energia durante um período indeterminado de tempo, correspondente à sua completa recuperação, enquanto que se se encontrasse conectada à RESP, esta alimentaria as suas cargas até o sistema ser restabelecido.

Sistemas Conectados sem Armazenamento de Energia

A maioria dos sistemas de autoconsumo é, no entanto, desenvolvido com um plano para a interface que estabelecerá com a rede elétrica de energia. A figura 2.6 ilustra em detalhe o modo de funcionamento convencional de um sistema FV com ligação à rede (sem sistemas de armazenamento), com as respetivas funções de cada um dos seus elementos constituintes [14].

- **Unidade de produção (UPAC)** - neste caso sob a forma de painéis FV, constituídos por um conjunto de células fotovoltaicas capazes de transformar os fotões emitidos pela radiação solar em energia elétrica. Existem já várias tecnologias e níveis de potência adequadas a diversos tipos de instalações;
- **Inversor** - com capacidade de controlo de tensão, é responsável pela conversão da corrente contínua (CC) produzida pelos painéis FV para corrente alternada (CA), à frequência e tensão da rede. O excedente da produção não consumida é injetado na rede elétrica;
- **Sistemas de monitorização** - tipicamente, registo da entrada do sistema em produção, desde instalado. Adicionalmente, pode ser monitorizado o sistema por forma a se possibilitar o controlo remoto da sua operação;

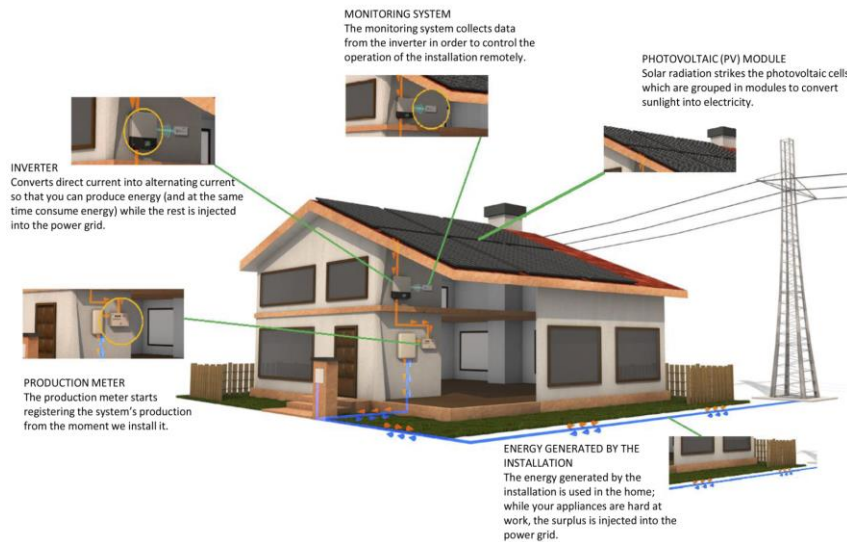


Figura 2.6 - Sistema FV convencional sem BAEs, retirada de [13]

Esta solução padece, no entanto, de um mecanismo que permita o armazenamento da energia convertida pois se tal não for considerado, uma parte da energia produzida acaba não sendo efetivamente utilizada visto este modelo basear-se numa dinâmica de produção/consumo instantâneo [14]. Este modelo prevê a máxima rentabilização com o consumo instantâneo da energia produzida, o que o torna pouco eficiente do ponto de vista do aproveitamento máximo das capacidades da instalação. Consiste, portanto, numa ligação à rede elétrica de energia na qual, esta é o “armazenamento de energia”, ou seja, se as cargas solicitarem uma quantidade de energia superior àquela que o sistema FV instalado é capaz de fornecer em cada instante, a mesma terá que ser comprada à rede, conforme sugere a figura 2.7.

Desta forma, mantém-se uma ligação contratual à rede elétrica, a qual pode ser rentabilizada do ponto de vista económico pela injeção de excedentes de produção na RESP e venda de energia ao comercializador de mercado ou último recurso (CUR), com a obtenção de uma remuneração de acordo com uma tarifa pré-definida pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) [15, 16, 25].

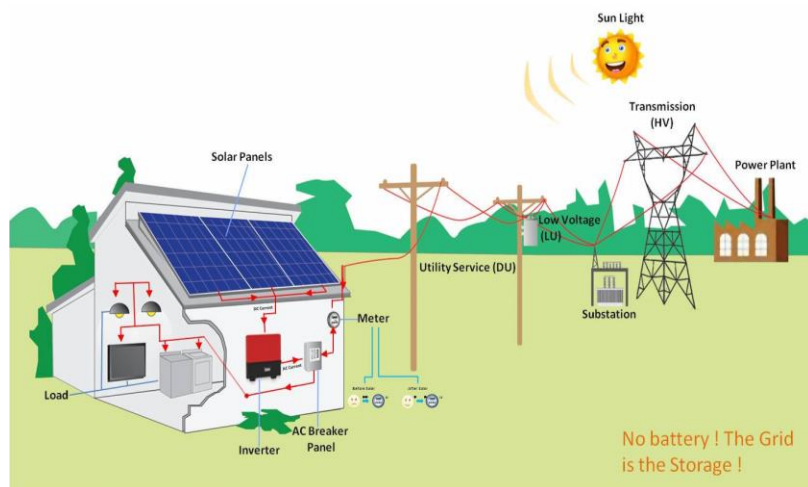


Figura 2.7 - Esquema de sistema FV residencial ligado à RES, retirada e editada de [16]

Sistemas Conectados com Armazenamento de Energia

Se, ao invés, existir um sistema de armazenamento de energia com ligação à RESP, o *prosumer* passa a ser na prática um *mini-produtor* com capacidade de gestão da sua própria produção, ou seja, quando a consome e/ou quando lhe poderá ser economicamente mais vantajoso injetar essa produção na RESP. Ao contrário dos cenários anteriores nos quais se considera uma interligação com a rede e capacidade de injetar o excedente de energia produzida instantaneamente na mesma, com a adaptação de BAEs, o *prosumer* pode vender a energia armazenada no momento em que o comercializador estará disponível para a comprar a um preço mais elevado.

Tal só irá acontecer quando a capacidade total de armazenamento de energia das bancadas de baterias for atingido e se verificar um excesso de energia em relação à requisitada pelas cargas ligadas ao sistema. Desta forma, este sistema maximizará a eficiência da produção/consumo de energia, mesmo considerando os custos inerentes à integração de baterias de armazenamento de energia. Para o poder fazer, terá que seleccionar cuidadosamente a tarifa que melhor se ajustará ao conceito que pretende implementar. Neste sentido, tarifas estáticas não propiciarão qualquer vantagem visto que o comercializador irá comprar energia sempre ao mesmo preço. As tarifas dinâmicas por seu lado, possibilitarão uma capacidade de gestão da compra/venda potencialmente muito mais lucrativa e interessante.

Adicionalmente, aumentam também as ofertas de sistemas de controlo ativo das cargas, por forma a que o *prosumer* disponha de um sistema de monitorização inteligente que lhe proporcione informação em tempo real do comportamento do sistema de produção renovável [15].

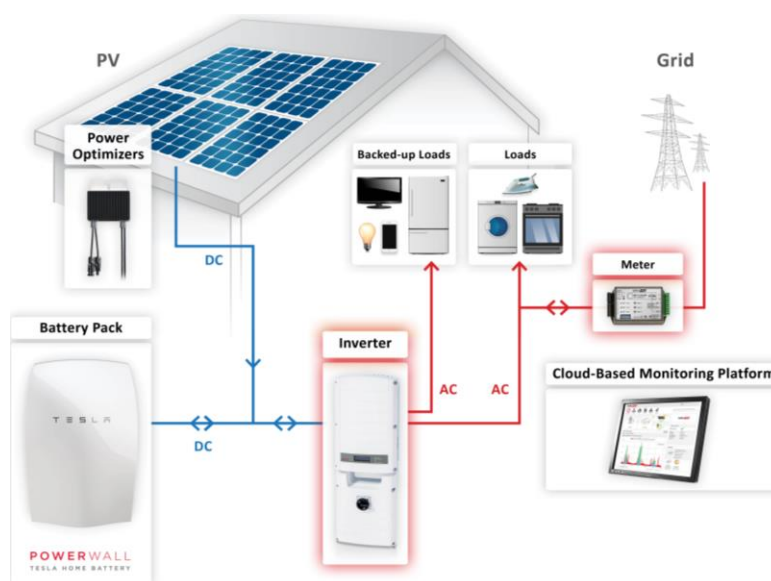


Figura 2.8 - Sistema FV de produção aliado a BAEs e interligado com a RESP, retirada de [17]

A figura 2.8 mostra de que forma é possível integrar um sistema de armazenamento de energia num sistema FV de produção renovável com ligação à rede elétrica. O grupo de baterias de armazenamento é alimentado em CC pelo sistema FV de geração de energia. Ao haver solicitação de energia por parte das cargas, o inversor converte a corrente para CA por forma a ser possível alimentar as cargas a 240 V. O excedente é injetado na rede e monitorizado pelo sistema que controla os fluxos de interligação com a RESP.

Um exemplo prático de gestão de um sistema deste género consiste em considerar um dia composto por três períodos horários distintos: manhã, tarde e noite/madrugada. As figuras 2.9, 2.10 e 2.11, retiradas do *site* da empresa “myGekko”, ilustram como é possível definir uma “rotina” otimizada e eficiente para a produção, consumo e injeção de energia na rede.

Assim, no período da manhã, nomeadamente a partir das 10 ou 11 horas, será a altura ideal para a produção de energia por parte do sistema FV. Tratando-se de um período com tipicamente grande abundância de irradiação solar, a energia não consumida pela instalação doméstica (excedente) pode carregar o sistema de armazenamento, conforme ilustra a figura 2.9. Em certos períodos do ano e em determinadas regiões este período pode até ser considerado a partir das 9 horas. No período da tarde, pelas 15 horas ou antes mesmo, o sistema de baterias de armazenamento já estará carregado completamente, altura a partir da qual toda a produção de energia desenvolvida pelo sistema FV passa a ser diretamente consumida pelas cargas da instalação e o excedente injetado na rede. Como mostra a figura 2.10, é o período ideal nomeadamente, para o carregamento de um veículo elétrico.

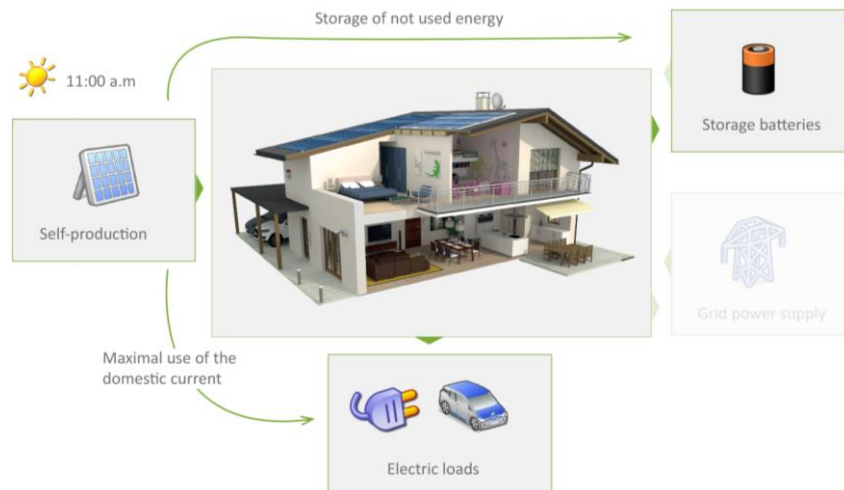


Figura 2.9 - Exemplo de solução otimizada para gestão do sistema FV com armazenamento e ligação à RESP: “Manhã” [18]

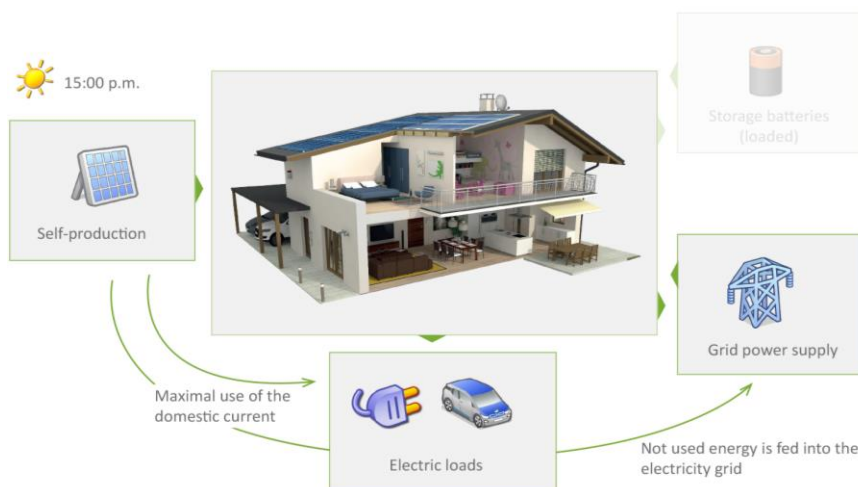


Figura 2.10 - Exemplo de solução otimizada para gestão do sistema FV com armazenamento e ligação à RESP: “Tarde” [18]

Por fim, no período da noite/madrugada (20:30 horas), a partir do qual deixa de existir irradiação relevante para o efeito de produção de energia, o sistema passa a utilizar a restante energia do sistema de BAEs e, caso esta não seja suficiente, por via da interligação estabelecida com a RESP, esta proverá a alimentação necessária, da forma que a figura 2.11 indica.



Figura 2.11 - Exemplo de solução otimizada para gestão do sistema FV com armazenamento e ligação à RESP: “Noite/Madrugada” [18]

A interpretação apresentada pode considerar-se viável de forma geral do ponto de vista técnico e especialmente do ponto de vista da sustentabilidade ambiental. Contudo, o aspeto da viabilidade económica da sua instalação para um consumidor doméstico com autoconsumo em Portugal está longe de estar caracterizado. Durante quantos anos terá o *prosumer* que esperar para a poupança energética que o sistema lhe trará, compensar o investimento inerente ao mesmo? Poder-se-á ainda debater sobre outras possibilidades de rentabilizar o sistema, como sendo o seu dimensionamento mais vocacionado para funcionar como “*backup*” da RESP, vendendo sempre à rede nas horas de ponta ou cheias. Em qualquer dos casos, essa informação concreta e precisa continua a não existir.

2.1.2 - Legislação - Enquadramento

Não menos importante do que as possibilidades que os sistemas de autoconsumo propiciam, é o impacto que a legislação que os abrange, tem para os consumidores quer ao nível dos custos de instalação quer da sua viabilidade económica futura. Neste sentido, e como já foi brevemente abordado neste texto, tem havido uma crescente vontade e necessidade para caracterizar a atividade de produção descentralizada de energia elétrica.

2.1.2.1 - “Self-Consumption” e “Self-Sufficiency”

Conforme foi referido, “*prosumer*” refere-se ao consumidor que produz eletricidade, a qual pode utilizar para consumo próprio ou pode injetar na RESP. Assim, “*prosumer*” surge pelo cruzamento dos dois conceitos, “produtor” e “consumidor”, assumindo-se por isso que este possui instalado um sistema FV.

Contudo, autoconsumo não pode ser considerado sinónimo de “autossuficiência energética”. Enquanto autoconsumo descreve o uso de eletricidade produzida pelo sistema FV, autossuficiência descreve qual é o impacto dessa produção renovável nas necessidades totais do edifício onde o mesmo se encontra instalado. Por outras palavras, indica qual a percentagem

do consumo total do edifício que é suprimida pela produção do sistema FV. São, portanto, conceitos absolutamente distintos. A *International Energy Agency* (IEA), publicou no presente ano de 2016, um relatório com foco nas políticas internacionais aplicadas ao autoconsumo fotovoltaico. Deste retirou-se a figura 2.12, a qual mostra como podem ser avaliados os dois conceitos de autoconsumo e autossuficiência na prática, para três cenários diferentes, dois residenciais (com 3 ou 13kW) e um comercial com 120kW. Analisando os resultados torna-se evidente que, no panorama atual, sistemas mais pequenos conseguem um melhor compromisso entre o autoconsumo e a autossuficiência. Resulta uma relevante produção de energia excedente, a qual, o *prosumer* poderá vender à RESP e assim tornar o sistema lucrativo. Para grandes níveis de potencia contratada, nomeadamente para fins comerciais, sucede o oposto, havendo consumo da quase totalidade da energia consumida, existindo, no entanto, ainda um significativo nível de autossuficiência [19].

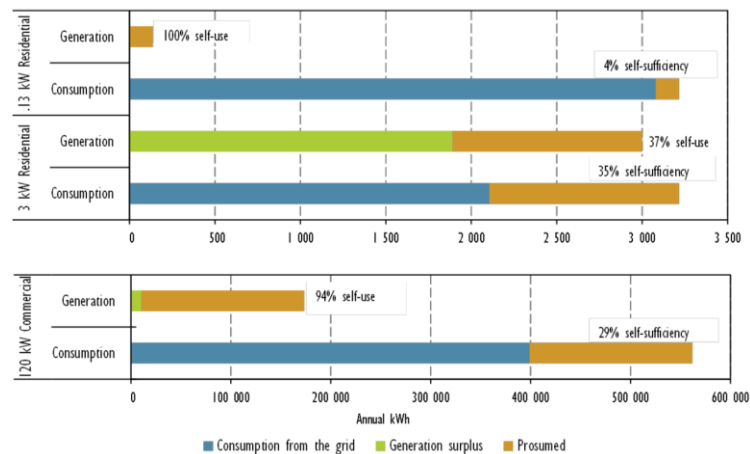


Figura 2.12 - Autoconsumo vs Autossuficiência, retirada de [19]

A figura 2.13 indica a capacidade instalada FV em percentagem, por tipo de aproveitamento, residencial, comercial, industrial ou da rede elétrica. Em Portugal, como esta indica, até 2014, os sistemas FV existentes servem praticamente na totalidade, instalações residenciais, comerciais ou industriais, não existindo expressão relevante por parte das instalações à escala da RESP.

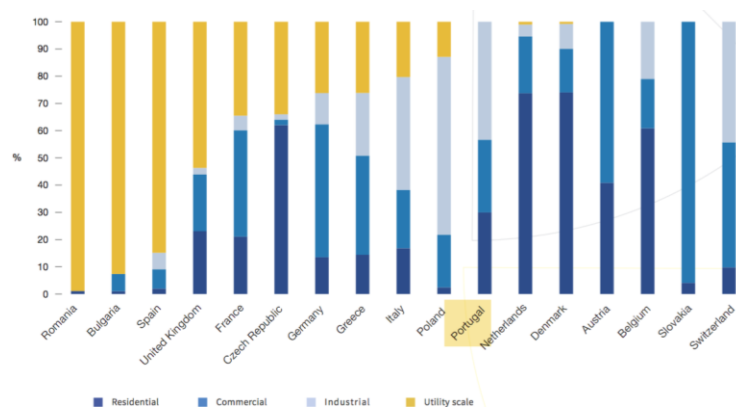


Figura 2.13 - Capacidade FV acumulada na Europa, 2014, retirada e editada de [2]

Categorias de esquemas de Autoconsumo

O autoconsumo poderá assim variar entre uma percentagem simbólica e praticamente os 100% da energia produzida, dependendo do dimensionamento efetuado e das características da própria carga. Dado ser uma opção ainda algo recente e principalmente, que viu uma adoção apenas marginal durante vários anos, um pouco por todo o Mundo as políticas de enquadramento desta nova vertente de produção nos diferentes países, encontram-se em adaptação face às suas realidades locais. Por esse motivo, existem diversas interpretações que procuram caracterizar da melhor forma o autoconsumo sob a forma de esquemas de políticas regulatórias que o consigam integrar da melhor forma no sistema produtor.

On-site Self-Consumption	Right to self-consume	<ul style="list-style-type: none"> Self-consumption is legally permitted
	Revenues for self-consumed PV electricity	<ul style="list-style-type: none"> Savings on the variable price of electricity from the grid
	Charges to finance T&D costs	<ul style="list-style-type: none"> Additional costs associated to self-consumption such as fees or taxes may exist
Excess PV Electricity	Value of excess electricity	<ul style="list-style-type: none"> Net metering: energetic compensation (credit in kWh) Net billing: monetary compensation (credit in monetary unit)
	Maximum timeframe for compensation	<ul style="list-style-type: none"> Self-consumption: real time (e.g 15 minutes) Net metering and net billing: time frame is typically one year although there are some exceptions (from credits that can be rolled over to the following billing cycle to quarterly compensation)

Key:

- Same between schemes
- Main differences

Figura 2.14 - Esquemas de autoconsumo, retirada de IEA, 2016 [19]

A figura 2.14 destaca as principais características do autoconsumo e as principais diferenças entre os esquemas desenvolvidos para o definir.

De modo a determinar de forma mais específica os vários parâmetros que contribuem para a definição das diferentes políticas de suporte ao autoconsumo, conforme mostra a figura 2.15, a IEA desenvolveu uma análise dos vários cenários existentes a nível mundial, passando assim a ser possível diferenciar as políticas adotadas por cada país ou região pela forma como este(a) interpreta tais parâmetros [19].

Esquemas de Autoconsumo

PV Self-consumption	1	Right to self-consume
	2	Revenues from self-consumed PV
	3	Charges to finance T&D
Excess PV electricity	4	Revenues from excess electricity
	5	Maximum timeframe for compensation
	6	Geographical compensation
Other system characteristics	7	Regulatory scheme duration
	8	Third party ownership accepted
	9	Grid codes and additional taxes/fees
	10	Other enablers of self-consumption
	11	PV System Size Limitations
	12	Electricity System Limitations
	13	Additional features

Figura 2.15 - Parâmetros de autoconsumo, retirada de IEA, 2016 [19]

1. Direito de auto-consumir

Identifica se o consumidor tem o direito legal de conectar à rede um sistema FV e utilizar a sua produção de energia para assegurar uma parte das suas necessidades energéticas.

2. Proveitos da eletricidade auto-consumida

Baseia-se na poupança na conta da eletricidade, resultante do “auto-consumo” da energia produzida pelo sistema FV e ainda, da possibilidade de incentivos adicionais como bónus pelo autoconsumo ou sob a forma de certificados verdes.

3. “Taxas” para financiar custos das redes de Distribuição e Transmissão

Define se o consumidor terá que ressarcir a rede em parte ou na totalidade nos custos resultantes do autoconsumo de eletricidade.

4. Compensação pelo excesso de produção do sistema FV

Este parâmetro caracteriza a compensação a que o prosumer terá direito pela injeção dos excedentes de produção do sistema FV na RESP, do tipo:

- Igual valor ao do preço de mercado da eletricidade, ou um valor similar afetado de uma taxa de redução do mesmo, sendo esta a definição precisa de “*net-metering*”, com ou sem as taxas adicionais. É uma forma de compensar o *prosumer* pelo seu investimento no sistema FV.
- Tarifas “*feed-in*” (*Fit*) ou certificados verdes, sendo a produção de eletricidade pelo sistema FV definida por regulação.
- Preço de mercado através de alguma regulação ou tarifa de mercado: A produção FV recebe o preço de mercado quando é injetada na rede (ou um valor médio).
- Sem valor (resulta na prática na não compensação da energia injetada e por isso em nenhum retorno para o *prosumer*).

5. Período máximo para compensação

Referente a esquemas de remuneração pela eletricidade injetada, sendo esta utilizada tipicamente durante um período de tempo definido.

6. Compensação geográfica

Indica como o consumo e geração pode ser compensado em diferentes locais (“*Virtual net-metering*”, “*Meter Aggregation*”, “*Peer to Peer*”).

7. Duração do período regulatório

Informa, se disponível, sobre a duração do esquema de compensação em anos.

8. Possibilidade de participação em mercado

Este parâmetro caracteriza se as políticas permitem a venda de energia por meio de uma concessão quando um esquema de autoconsumo se encontra definido (através de estruturas como PPA - “*Power Purchase Agreement*”).

9. “Grid code” e taxas adicionais para autoconsumo

Define taxas adicionais a serem suportadas pelos prosumers relativamente à sua conexão à rede. Podem incluir: equilíbrio de fase, controlo de frequência ou energia reativa, variação de tensão, condições de reconecção do inversor, controlo da potência de saída, entre outros.

10. Incentivos ao autoconsumo

Caracteriza o suporte adicional existente para apoiar o autoconsumo, como o bónus de armazenamento, *DSM (Demand Side Management)*, ou *ToU (Time of Use Prices)*.

11. Limitações de potencia do sistema produtor FV

A limitação de potencia do sistema FV instalado pode estar considerado de acordo com um esquema de compensação aplicado a cada, eventual, nível de potencia estipulado (tipicamente entre os kW e MW).

12. Limitações do sistema elétrico

Este parâmetro explica se o regulador impõe um limite (ou cenário) que esclarece a máxima penetração na rede da produção FV oriunda de autoconsumo a partir da qual a regulação deixa de se aplicar. Por exemplo 2% das necessidades de alimentação ou 10% do valor mínimo de pico.

13. Características adicionais

Existe para enquadrar todas as outras características ou elementos não definidos pelos parâmetros anteriores. Entre elas, a regulação para a agregação das energias renováveis, no caso em que esta seja requerida aquando da venda de eletricidade do mercado.

O conjunto de parâmetros apresentados é utilizado como referência na análise e qualificação da corrente conjectura em aplicação em alguns dos mais importantes mercados internacionais. De seguida apresentam-se figuras com informação sobre a “leitura” que cada estado que permite o autoconsumo, faz destes parâmetros e como se adaptaram legalmente ao autoconsumo [19].

2.1.2.2 - Panorama Nacional

No contexto nacional, o regime de produção para consumo próprio não estava caracterizado até à implementação do Decreto-Lei (DL) nº68/2002, de 25 de março. Este, regulava originalmente a atividade de produção de energia elétrica em baixa tensão (BT), destinada predominantemente ao consumo próprio, mas com possibilidade de entrega da produção excedente a outros consumidores ou ao próprio sistema elétrico nacional. O Decreto-Lei nº363/2007, de 2 de novembro, alterado pela Lei nº67/2007, de 31 de dezembro e pelos Decretos-Leis nºs118-A/2010, de 25 de outubro, e 25/2013, de 19 de fevereiro, estabelece o atual regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de unidades de microprodução.

O DL nº25/2013, de 19 de fevereiro, veio atualizar as diretivas impostas pelo seu precedente, estabelecendo o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, a partir de recursos renováveis, através de unidades de miniprodução revogando assim o DL nº68/2002, ao passo em que reviu o DL nº34/2011, de 8 de março, que já havia verificado que existiriam poucas unidades de produção em autoconsumo registadas. Este, apurou que tal se devia à relativa imaturidade da tecnologia, que desincentivava a realização de avultados investimentos, apenas no sentido de evitar a compra “direta” de energia à RESP. Neste sentido, constatou-se que o maior impulso que poderia ser dado a esta tecnologia passaria pela remuneração bonificada da totalidade da energia produzida, por forma a permitir a recuperação dos montantes investidos [20, 21, 22, 23].

i Microprodução (DL 363/2007) ¹	ii Miniprodução (DL 34/2011) ²
<ul style="list-style-type: none"> • Produção descentralizada de pequena escala através de fontes renováveis até 3,68kW (bonificado), 5,75kW (regime geral) e 11,04kW (Condomínios). • Potência máxima correspondente a 50% da potência contratada na unidade consumo associada; • Energia produzida é vendida à rede (CUR) • 2 Regimes remuneratórios: <ul style="list-style-type: none"> • Geral -> tarifa revista anualmente à inflação até entrada de novo diploma; • Bonificado -> Tarifa fixa atribuída por registo; • Instalação de pelo menos 2 m² de colectores solares térmicos ou caldeira a Biomassa. • Realização de auditoria energética e implementação de medidas para condomínios. 	<ul style="list-style-type: none"> • Produção descentralizada de pequena escala até 250KW • Fontes renováveis (solar, eólica, hídrica, biogás, biomassa e pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de mini-produção renovável) • Potência máxima inferior a 50% da potência contratada na unidade de consumo associada. Energia produzida não pode ser superior a 2x a energia consumida na unidade associada • Toda a energia produzida é vendida à rede (CUR) • 2 Regimes remuneratórios: <ul style="list-style-type: none"> • Geral ("pool") • Bonificado (FiT atribuída em leilão) • 3 Escalões: I - até 20kW, II – 20kW-100kW e III - 100 kW - 250 kW • Potência anual atribuída com quota máxima; • Realização de auditoria energética.

Figura 2.16 - Evolução do enquadramento legal de micro e miniprodução, retirada de [7]

Tal como o quadro da figura 2.16 mostra, ocorreu uma atualização do enquadramento legislativo da micro e miniprodução, nomeadamente em relação à potência máxima permitida para a produção descentralizada de pequena escala, (de 3,68kW para 250kW), com novos escalões de produção, bem como relativamente aos regimes remuneratórios [7].

A pequena produção permite vender a totalidade da energia elétrica à RESP, com a tarifa atribuída com base num modelo de licitação com base num modelo de licitação, no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência, revogando-se assim o anterior regime jurídico remuneratório geral para a mini e microprodução. Caso a UPP não encontre enquadramento no regime remuneratório aplicável, esta será alvo de controlo prévio e de remuneração ao abrigo dos termos do regime de produção de eletricidade em regime especial.

O DL nº153/2014, que sucedeu aos supracitados e vigora atualmente, refere que a produção descentralizada através de unidades de miniprodução e de microprodução, já permite o desenvolvimento de projetos com recurso a um menor investimento, em grande parte devido às recentes políticas de remuneração decretadas anteriormente [20].

Vantagens do Autoconsumo

O Governo Português esclarece ainda, no DL nº153/2014, os aspetos positivos que revê na adoção de sistemas de produção em autoconsumo. Constata a existência de um certo desconhecimento das suas potencialidades e vantagens, por parte dos consumidores em baixa tensão. O mesmo, salienta os benefícios da produção em autoconsumo ao nível de um comportamento que contribui quer para uma maior otimização dos recursos endógenos quer para uma maior eficiência energética, desenvolvendo-se ainda benefícios técnicos para a RESP como a redução de perdas [20].

A implementação de uma política energética mais adequada e com preços mais competitivos, nomeadamente para as famílias e empresas nacionais é um dos focos do atual decreto, o qual salienta as preocupações do governo por uma maior transparência ao nível dos incentivos económicos para os agentes de mercado. Pretende-se conferir suporte ao desenvolvimento das empresas do setor energético, especialmente na adoção das energias renováveis [20].

Assim, e de acordo com o disposto no DL nº153/2014, as atividades de produção distribuída, classificadas como de pequena produção ou autoconsumo, regem-se por disposições comuns no que respeita ao controlo prévio e ao que são os direitos e deveres e deveres dos seus promotores. Estabelece, no entanto, certas distinções, nomeadamente no que concerne à remuneração indexada a ambas as atividades [20].

No que diz respeito UPAC, conforme se referiu atrás, a energia elétrica produzida em autoconsumo será utilizada essencialmente para fins de consumo na própria instalação de consumo, existindo a possibilidade de venda do excedente produzido, não autoconsumido, À RESP. Neste contexto, o produtor beneficiará quando a unidade de produção se encontrar dimensionada por forma a se encontrar adequada às efetivas necessidades de consumo na própria instalação. O DL nº153/2014 destaca a necessidade de medição da energia elétrica produzida na UPAC, especialmente para efeitos da monitorização do cumprimento dos objetivos assumidos no que respeita à utilização de fontes primárias de energia renovável [20].

De seguida expõem-se os resultados da supracitada publicação da IEA, da qual também se retiraram as diversas figuras que suportam a informação salientada.

2.1.2.3 - Panorama Internacional

Países Europeus

Alemanha

Na Alemanha o autoconsumo é legalmente permitido pelo “*Renewable Energy Act*” e existe um incentivo que alavancou fortemente este mercado. As instalações podem ter até 1MW de potência, assim exista um mínimo de 10% de autoconsumo na mesma, sendo o excesso de FV pago por meio de uma tarifa “*feed-in*” ou do “modelo de integração em mercado”. Desde 2014 a sobretaxa que financia as *Fit* passou a ter que ser paga pelos novos sistemas FV instalados na proporção de 30%, subindo para 40% em 2017. As instalações até 10kW estão isentas durante 20 anos, passando a ter que suportar a sobretaxa na totalidade findo esse período. Adicionalmente foi criado um programa de incentivo ao “*storage*” (até 30kW), propondo o estado um abate de 30% e uma taxa de juro reduzida oferecida pelo kfW (*German development bank*).

			Germany
PV Self-consumption	1	Right to self-consume	Yes
	2	Revenues from self-consumed PV	Savings on the electricity bill
	3	Charges to finance T&D	None
Excess PV electricity	4	Revenues from excess electricity	FiT or FiP
	5	Maximum timeframe for compensation	Real time
	6	Geographical compensation	On site only
Other system characteristics	7	Regulatory scheme duration	20 years (FiT)
	8	Third party ownership accepted	All
	9	Grid codes and additional taxes/fees	Grid codes compliance and partial EEG-surcharge
	10	Other enablers of self-consumption	Battery storage incentives
	11	PV System Size Limitations	Minimum 10% of self-consumption
	12	Electricity System Limitations	52 GW of PV installations
	13	Additional features	EEG levy must be paid anyway by the prosumer (above 10kW)

Figura 2.17 - Esquema de autoconsumo na Alemanha, retirada de [19]

Bélgica

Belgium residential (VL, WA)			Belgium Commercial /Industrial all segments
PV Self-consumption	1	Right to self-consume	Yes
	2	Revenues from self-consumed PV	Savings on the electricity bill
	3	Charges to finance T&D	Capacity based fee (Flanders), under discussion (other regions)
Excess PV electricity	4	Revenues from excess electricity	Retail Electricity Prices
	5	Maximum timeframe for compensation	One year
	6	Geographical compensation	On site only
Other system characteristics	7	Regulatory scheme duration	Unlimited
	8	Third party ownership accepted	Yes
	9	Grid codes and additional taxes/fees	Capacity based fee (Flanders), under discussion (other regions)
	10	Other enablers of self-consumption	ToU Tariffs
	11	PV System Size Limitations	Up to 10 kW
	12	Electricity System Limitations	None
	13	Additional features	Green Certificates for the PV production

Figura 2.18 - Esquema de autoconsumo na Bélgica, retirada de [19]

Na Bélgica (Bruxelas, Flandres e Valónia) é igualmente permitido o autoconsumo, e existe um esquema de *net-metering* do qual os consumidores podem beneficiar. O país divide-se em três “regiões”. Em Bruxelas não há limite de produção ao passo que em Flandres e Valónia, sistemas até 10kW podem beneficiar de um ano de *net-metering* (compensação). Ao contrário do que se verificou de maneira geral pelo Mundo fora, na Bélgica, apesar dos incentivos e da criação de condições para apoiar e tornar lucrativo o esquema de certificados verdes (pelo menos em certas regiões e níveis de potência), ocorreu uma quebra no mercado FV. O excesso de produção também é remunerado através das estruturas de *PPA*, sendo que o prosumer fica responsável por encontrar “parceiros” para negociar a venda da sua produção em mercado. Adicionalmente, em Bruxelas e Valónia, serão pagos certificados verdes pela produção FV [19].

Dinamarca

O autoconsumo está legalizado e até 2012 existia um esquema de *net-metering* até aos 6kW. Dado o sucesso deste esquema e por forma a não perder as receitas dos impostos a

ele associado, o estado definiu um ambicioso plano de crescimento da capacidade total FV instalada para 800MW em 2020.

			Denmark
PV Self-consumption	1	Right to self-consume	Yes
	2	Revenues from self-consumed PV	Savings on the electricity bill
	3	Charges to finance T&D	None
Excess PV electricity	4	Revenues from excess electricity	Retail price (1 hour net-metering) and above 1 hour: Lower value than the retail price of electricity
	5	Maximum timeframe for compensation	1 Hour
	6	Geographical compensation	On site only
Other system characteristics	7	Regulatory scheme duration	20 years
	8	Third party ownership accepted	Yes
	9	Grid codes and additional taxes/fees	Yes (grid codes requirements)
	10	Other enablers of self-consumption	ToU Tariffs
	11	PV System Size Limitations	6kW(AC) for the high tariff
	12	Electricity System Limitations	800 MW (high tariff)
	13	Additional features	None

Figura 2.19 - Esquema de autoconsumo na Dinamarca, retirada de [19]

Decidiu substituir a anterior regulação de *net-metering* para uma nova com foco na compensação energética horária, de acordo com os seguintes fatores:

- O excesso de produção FV é injetado na RESP, mas comprado a um valor significativamente mais baixo do que o preço de venda da eletricidade da rede.
- Há dois esquemas de remuneração, um a 1.03 DKK/kWh por 10 anos e outro a 0.6 DKK/kWh nos primeiros 10 anos e a 0.4 DKK/kWh nos seguintes 10 anos, válido por 20 anos, ao fim dos quais a tarifa paga será igual ao do mercado spot [19].

Espanha

Na Espanha a potência da instalação FV não pode exceder a máxima potência contratada, existindo dois tipos distintos de regulações de acordo com a dimensão do sistema FV. Até 100kW, o prosumer não recebe qualquer compensação pela injeção de excedentes na rede, ao passo que a partir de 100kW e sem limitação, o excesso de produção pode ser vendido “diretamente” no mercado através de um intermediário. Uma taxa de 0.5€/MWh juntamente com 7% de imposto sobre a produção total de eletricidade tem que ser paga à rede.

			Spain	
			Below 100 kW	Above 100 kW
PV Self-Consumption	1	Right to Self-Consume	Yes	Yes
	2	Revenues from Self-Consumed PV	Savings on the electricity bill	Savings on the electricity bill
	3	Charges to Finance T&D	Yes ("solar tax")	Yes ("solar tax")
Excess PV Electricity	4	Revenues from excess electricity	None	Wholesale market price minus taxes
	5	Maximum timeframe for compensation	Real-time	Real-time
	6	Geographical compensation	None	None
Other system characteristics	7	Regulatory scheme duration	Unlimited	Unlimited
	8	Third party ownership accepted	None	Yes
	9	Grid codes and additional taxes/fees	Above 10 kW (*)	Yes (*)
	10	Other enablers of self-consumption	None	None
	11	PV system size limitation	100 kW but below or equal to capacity contracted	Below or equal to the capacity contracted
	12	Electricity system limitations	Distributor's License	Distributor's License
	13	Additional features	Taxes on batteries	Taxes on batteries

Figura 2.20 - Esquema de autoconsumo na Espanha, retirada de [19]

Todos os sistemas acima de 10kW são ainda taxados por kWh consumido, justificada como “ferramenta de backup da rede” e designada como “*imposto solar*”. O sistema FV deve ter

instalados medidores *LV* ou *HV* dependendo do caso. Para completar o enquadramento, não existe compensação geográfica, não é permitida a instalação de sistemas FV para uso de vários consumidores ou fins comunitários e os sistemas de armazenamento de energia são também taxados independentemente [19].

França

Os sistemas de autoconsumo recebem uma *Fit* que os compensa pelo excesso de energia produzida e injetada na rede, porém, devido ao baixo preço da eletricidade, o mercado FV ainda se encontra dominado por *Fits* e não por medidas concretas, sendo a eletricidade FV vendida inteiramente através destas. Até 2015 ainda não existia uma regulamentação efetiva para caracterizar o autoconsumo, existindo apenas uma proposta de remuneração ajustada (a cada sistema) como forma de incentivo ao seu desenvolvimento.

			France
PV Self-consumption	1	Right to self-consume	Yes
	2	Revenues from self-consumed PV	Savings on the electricity bill
	3	Charges to finance T&D	None
Excess PV electricity	4	Revenues from excess electricity	FiT (see detail)
	5	Maximum timeframe for compensation	Real-time
	6	Geographical compensation	On site only
Other system characteristics	7	Regulatory scheme duration	20 years (FiT)
	8	Third party ownership accepted	None
	9	Grid codes and additional taxes/fees	Possible move towards a higher share of fixed grid costs.
	10	Other enablers of self-consumption	ToU Tariffs
	11	PV System Size Limitations	None
	12	Electricity System Limitations	None
	13	Additional features	Projects to increase the fixed part of grid costs

Figura 2.21 - Esquema de autoconsumo na França, retirada de [19]

Holanda

			The Netherlands
PV Self-consumption	1	Right to self-consume	Yes
	2	Revenues from self-consumed PV	Savings on the electricity bill
	3	Charges to finance T&D	None
Excess PV electricity	4	Revenues from excess electricity	Retail Electricity Prices (full net-metering)
	5	Maximum timeframe for compensation	1 year
	6	Geographical compensation	Multi-family Housing / or through private line
Other system characteristics	7	Regulatory scheme duration	Unlimited
	8	Third party ownership accepted	Yes
	9	Grid codes and additional taxes/fees	None
	10	Other enablers of self-consumption	Experimental ToU
	11	PV System Size Limitations	15 kW
	12	Electricity System Limitations	None
	13	Additional features	None

Figura 2.22 - Esquema de autoconsumo na Holanda, retirada de [19]

Ao contrário do que sucede na França, na Holanda existe um esquema de *net-metering*, por um período de um ano, para pequenos sistemas FV residenciais (3*80 Amp), tendo este sido modificado em 2014 por forma a acompanhar o rápido crescimento do mercado. Inicialmente os *prosumers* podiam compensar a eletricidade consumida da rede com a venda de energia à mesma (por meio de um sistema FV até 5MWh). No caso de excesso de produção superior ao consumo efetivo, o prosumer recebe uma pequena tarifa feed-in (entre 7 a 9 €/kWh por hipótese) [19].

Itália

Em Itália, sistemas até 500kW, desde 2015, deixaram de estar afetos a um mecanismo de *net-metering* (em vigor desde 2009), para o estarem a um novo programa denominado por “*Scambio Sul Posto*” (SSP). Este novo sistema é um sistema híbrido que cruza o sistema tradicional de autoconsumo com o *net-billing*, que calcula a “*energy quota*” e “*service quota*”.

Italy		
PV Self-consumption	1	Right to self-consume
	2	Revenues from self-consumed PV
	3	Charges to finance T&D
Excess PV electricity	4	Revenues from excess electricity
	5	Maximum timeframe for compensation
	6	Geographical compensation
Other System characteristics	7	Regulatory scheme duration
	8	Third party ownership accepted
	9	Grid codes and additional taxes/fees
	10	Other enablers of self-consumption
	11	PV System Size Limitations
	12	Electricity System Limitations
	13	Additional features

Figura 2.23 - Esquema de autoconsumo na Itália, retirada de [19]

O SSP remunera a eletricidade injetada na rede por meio da “*energy quota*”, baseada nos preços de mercado da eletricidade, e pela “*service quota*”, o qual depende dos custos da rede de distribuição, “*metering*” e afins. Os custos da rede associados ao autoconsumo de eletricidade são compensados ao abrigo da SSP, sendo que para sistemas acima dos 20kW é adicionada uma taxa de compensação parcial dos custos de rede. Novas regulamentações foram introduzidas pelo “*Sistema Efficiente di Utenza*” (SEU, que estabelece que um ou mais sistemas produtores, operados pelo mesmo prosumer, podem ser conectados a uma linha de transmissão privada e alimentar uma instalação [19].

Suíça

O autoconsumo é permitido desde Abril de 2014 e a produção FV e seu consumo são compensadas em tempo real, seja qual for a dimensão do sistema FV. O excesso de eletricidade produzida é comprado pela rede a preço inferior ao preço de mercado da eletricidade de fontes renováveis, remunerando apenas o custo da energia. É expectável a introdução de taxas ao autoconsumo dado que a maior parte dos custos de rede são cobrados por kWh. Apesar de ser possível um sistema FV de produção para fins comunitários (multi-utilizador), a regulação ainda não se encontra definitivamente estabelecida. Sistemas acima de 30kW (DC) recebem subsídios do tipo *Fit-fund* enquanto algumas redes locais ainda permitem *net-metering* e/ou o pagamento de uma tarifa acima do valor mínimo fixado por lei, pelo excesso de energia injetado [19].

			Switzerland
PV Self-consumption	1	Right to self-consume	Yes
	2	Revenues from self-consumed PV	Savings on the electricity bill
	3	Charges to finance T&D	None
Excess PV electricity	4	Revenues from excess electricity	FIT (energy cost for the DSO minus ~8%)
	5	Maximum timeframe for compensation	Real-time
	6	Geographical compensation	Multi-family Housing
Other system characteristics	7	Regulatory scheme duration	Unlimited
	8	Third party ownership accepted	Yes
	9	Grid codes and additional taxes/fees	Specific grid codes
	10	Other enablers of self-consumption	None
	11	PV System Size Limitations	None
	12	Electricity System Limitations	None
	13	Additional features	Direct subsidies up to 30kW and some specific rules (see detail)

Figura 2.24 - Esquema de autoconsumo na Suíça, retirada de [19]

Reino Unido (UK)

O autoconsumo para sistemas pequenos (até 30kW) é encorajado através da remuneração de tarifas de geração (pelo total da energia FV produzida) e de exportação (aproximadamente 5.5€/kWh), para caracterizar a eletricidade injetada na rede. Dado o crescimento do mercado e por forma a reduzir os custos com os incentivos, desde outubro de 2015 o governo inglês anunciou cortes substanciais nas tarifas de geração [19].

			UK
PV Self-consumption	1	Right to self-consume	Yes
	2	Revenues from self-consumed PV	Savings on the electricity bill + Generation Tariff
	3	Charges to finance T&D	None
Excess PV electricity	4	Revenues from excess electricity	Generation tariff + Export Tariff
	5	Maximum timeframe for compensation	Real-time
	6	Geographical compensation	On-site
Other system characteristics	7	Regulatory scheme duration	20 years
	8	Third party ownership accepted	Yes
	9	Grid codes and additional taxes/fees	None
	10	Other enablers of self-consumption	None
	11	PV System Size Limitations	30kW
	12	Electricity System Limitations	None
	13	Additional features	None

Figura 2.25 - Esquema de autoconsumo no Reino Unido, retirada de [19]

Outros Países

Austrália

Na Austrália o excesso de eletricidade produzida é remunerado por meio de um esquema de *Fit*, adequadas para cada estado/território e revistas anualmente. Prevê-se um aumento dos custos de rede (*T&D*) e consequente alteração nas tarifas a estes respeitantes devido à criação de sistemas FV instalados em zonas comerciais no Sul da Austrália. Sistemas residenciais recebem subsídios através do “*Commonwealth Small-scale Renewable Energy Scheme*” por

forma a atenuar o investimento inicial necessário, via certificados que podem ser vendidos aos comercializadores de energia [19].

			Australia
PV Self-consumption	1	Right to self-consume	Yes
	2	Revenues from self-consumed PV	Savings on the electricity bill
	3	Charges to finance T&D	Tariff structure changes in some states
Excess PV electricity	4	Revenues from excess electricity	Feed-in Tariff
	5	Maximum timeframe for compensation	30 Minutes
	6	Geographical compensation	On site only
Other system characteristics	7	Regulatory scheme duration	Unlimited but FIT are revised annually.
	8	Third party ownership accepted	Yes (e.g. Solar Leasing)
	9	Grid codes and additional taxes/fees	Yes (Injection control / ramp-rate control / no DC-injection)
	10	Other enablers of self-consumption	None
	11	PV System Size Limitations	None
	12	Electricity System Limitations	None (except additional grid codes)
	13	Additional features	None

Figura 2.26 - Esquema de autoconsumo na Itália, retirada de [19]

Brasil

O “Sistema de Compensação de Energia” encontra-se definido desde 2013:

- *Prosumers* apenas pagam a diferença entre a energia consumida e a injetada na rede.
- A compensação é feita no mesmo período (*peak - peak / off-peak - off-peak*).
- O excesso de energia é compensado por um período de 3 anos ou noutra medida caso o prosumer possua mais do que uma habitação/edifício na mesma região geográfica (*virtual net-metering*).

Para além do *net-metering*, novas opções de financiamento foram introduzidas para fomentar o mercado (*renting*) [19].

			Brazil
PV Self-consumption	1	Right to self-consume	Yes
	2	Revenues from self-consumed PV	Savings on the electricity bill
	3	Charges to finance T&D	None
Excess PV electricity	4	Revenues from excess electricity	Retail Electricity Prices
	5	Maximum timeframe for compensation	3 Years
	6	Geographical compensation	On site and virtual net-metering
Other system characteristics	7	Regulatory scheme duration	Unlimited
	8	Third party ownership accepted	Yes
	9	Grid codes and additional taxes/fees	None
	10	Other enablers of self-consumption	ToU Tariffs
	11	PV System Size Limitations	1 MW
	12	Electricity System Limitations	None
	13	Additional features	None

Figura 2.27 - Esquema de autoconsumo no Brasil, retirada de [19]

China

Os incentivos ao autoconsumo começaram em 2012, tendo sido revistos em 2014, por forma a fomentar a produção FV. A eletricidade autoconsumida recebe um bónus de 0.42 CNY/kWh sobre o preço de mercado (com base nas centrais térmicas), ficando a cargo do *prosumer* se prefere receber esse bónus ou optar por ser remunerado pela política de tarifas *Fit*. Em 2014 foram introduzidas novas políticas para simplificar o registo, conexão à rede e apoio

financeiro, contudo, o mercado FV ainda se encontra extensamente dominado por sistemas de larga escala [19].

			China
PV Self-consumption	1	Right to self-consume	Yes
	2	Revenues from self-consumed PV	Savings on the electricity bill + bonus
	3	Charges to finance T&D	None
Excess PV electricity	4	Revenues from excess electricity	Market price + bonus
	5	Maximum timeframe for compensation	Real-time
	6	Geographical compensation	On site only
Other system characteristics	7	Regulatory scheme duration	20 years
	8	Third party ownership accepted	None
	9	Grid codes and additional taxes/fees	None
	10	Other enablers of self-consumption	None
	11	PV System Size Limitations	20 MW - 35kV
	12	Electricity System Limitations	7 GW for distributed PV installations in 2015
	13	Additional features	None

Figura 2.28 - Esquema de autoconsumo na China, retirada de [19]

Japão

			Japan
PV Self-consumption	1	Right to self-consume	Yes
	2	Revenues from self-consumed PV	Savings on the electricity bill
	3	Charges to finance T&D	None
Excess PV electricity	4	Revenues from excess electricity	FIT
	5	Maximum timeframe for compensation	Real-time (30 minutes)
	6	Geographical compensation	On site only
Other system characteristics	7	Regulatory scheme duration	10 years (FIT)
	8	Third party ownership accepted	Yes
	9	Grid codes and additional taxes/fees	None
	10	Other enablers of self-consumption	ToU tariffs / Storage and DSM incentives
	11	PV System Size Limitations	Below 10 kW
	12	Electricity System Limitations	None
	13	Additional features	None

Figura 2.29 - Esquema de autoconsumo no Japão, retirada de [19]

Abaixo dos 10kW os *prosumers* podem autoconsumir parte da produção do sistema FV e recebem uma compensação pelo excesso de produção injetada na rede por um programa de tarifas *Fit*, durante um período de 10 anos. É aplicada também uma tarifa *Fit*, com um valor inferior, à integração de sistemas de células de combustível (*Fuel Cells*), armazenamento de energia, ou cogeração em sistemas FV. Atualmente, as tarifas estão niveladas abaixo dos preços de mercado da eletricidade, pelo que o autoconsumo não se encontra a ser fomentado. Para sistemas acima dos 10kW, a totalidade da energia produzida pode ser injetada na rede e o prosumer será remunerado pela *Fit* durante 20 anos, sendo o autoconsumo permitido da mesma forma. Neste contexto, o valor pago pela injeção na rede do excedente produzido pode ser negociado.

EUA

		USA
PV Self-consumption	1	Right to self-consume
	2	Revenues from self-consumed PV
	3	Charges to finance T&D
	4	Revenues from excess electricity
Excess PV electricity	5	Maximum timeframe for compensation
	6	Compensation
	7	Regulatory scheme duration
Other system characteristics	8	Third party ownership accepted
	9	Grid codes and additional taxes/fees
	10	Other enablers of self-consumption
	11	PV System Size Limitations
	12	Electricity System Limitations
	13	Additional features

Figura 2.30 - Esquema de autoconsumo nos Estados Unidos da América, retirada de [19]

Nos Estados Unidos da América (EUA), foram implementadas diversas políticas no que respeita ao autoconsumo. A mais popular, adotada por 41 estados, é a de *net-metering*, ainda que as características exatas da sua regulamentação sejam diferentes e definidas localmente, sendo a tarifa estabelecida pela rede e não pelo estado. Em alguns locais a remuneração é feita sob a forma de *Fit* ou tarifa “*Value of Solar*”. Conforme a jurisdição o valor de ambas as tarifas difere podendo situar-se abaixo ou acima do preço de mercado, havendo ainda a possibilidade em certas regiões, de venda direta no mercado de energia. Para além do *net-metering*, vários programas de incentivo proporcionaram compensação pela instalação de sistemas FV. Em certas jurisdições foram desenvolvidos mecanismos simplificados de conexão à rede, enquanto na Califórnia “*virtual net-metering*” é permitida. De maneira geral, a compensação é feita pela energia autoconsumida e pela que é entregue à rede, existindo também mecanismos como tarifas *ToU* em vários estados.

Pela análise dos diferentes enquadramentos de autoconsumo nos países considerados, verificam-se abordagens substancialmente diferentes de acordo com o modelo de negócio implementado, seja com restrições, pela forma da aplicação de tarifas *Fit*, com *net-billing* ou *net-metering*, ou por meio de *premiums*. As características de cada um dos diferentes modelos serão desenvolvidas de seguida [19].

1. Autoconsumo com restrições

A poupança conseguida com este modelo é reduzida por algumas taxas adicionais, com a agravante da energia injetada na rede não ser remunerada. Para o sistema se tornar competitivo deve produzir eletricidade a um valor significativamente inferior ao da “paridade da rede” para compensar os custos adicionais.

2. “*Feed-in tariff*” para premiar o excesso de eletricidade

Ao mesmo tempo que se obtém poupança imediata com a utilização da energia produzida, o excesso injetado na rede é comprado por esta a uma tarifa pré-definida. Podem ser fixas ou baseadas no preço médio de mercado.

3. *Net-billing*

Enquanto autoconsumo assume uma rede energética, *net-billing* assume dois diferentes fluxos de energia com diferentes preços, com vista a redução a despesa energética do prosumer. Neste modelo de negócio considera-se que a compensação pelo excesso de energia virá abaixo do preço de mercado de eletricidade. “*Grid parity*” é considerada alcançável.

4. *Net-metering*

É o modelo de negócio em que o excesso de produção FV é remunerado ao mesmo preço do preço no mercado de eletricidade, sendo um sistema adotado em alguns países, tipicamente com uma alteração que estipula uma taxa adicional que prosumer tem que pagar à rede. “*Grid parity*” também é considerada alcançável, tal como no *net-billing* e, em certos países pratica-se ainda um incentivo adicional para além do sistema de *net-metering*.

5. Autoconsumo em cenários em que “*grid parity*” não foi alcançada

Neste caso, o autoconsumo pode ser incentivado com recurso a duas medidas: associando um incentivo para além do preço de venda de eletricidade pela porção de eletricidade autoconsumida ou por intermédio de um certo valor pago pelo excesso de eletricidade injetado na rede, mais elevado que o valor de mercado.

2.2- Sistemas de Armazenamento

Os sistemas de armazenamento, aplicados ao armazenamento de energia elétrica, seguem essencialmente o conceito original de “bateria”, que possibilitou ao longo dos anos o aparecimento de vários dispositivos ou acessórios que se tornaram habituais nas sociedades modernas. Assim, o princípio de funcionamento do relógio, calculadora ou *smartphone*, foi adaptado aos veículos elétricos e, por fim, ganha atualmente fôlego com a sua integração nos sistemas elétricos de energia ou diretamente, nos sistemas residenciais de autoconsumo, permitindo maior autonomia por parte dos *prosumers*.

Um sistema de armazenamento de energia elétrica (EESS) pode ser desenvolvido com recurso a diversas tecnologias distintas, no preço, potência máxima, capacidade, densidade, tempo de carga, tempo de resposta, eficiência, ciclos de carga e descarga (durabilidade), perdas (*auto-discharge*) e maturidade da própria tecnologia. Cada uma das opções tecnológicas adaptar-se-á, com maior ou menor eficiência, conforme a aplicação que irá servir [1].

Neste trabalho, procura-se compreender quais as tecnologias com melhor aplicabilidade do ponto de vista da eficiência e energética e investimento necessário, para sistemas de armazenamento instalados em consumidores domésticos com autoconsumo. Para tal, serão analisadas as diferentes características, performances e aspetos relevantes das mesmas, utilizando como referência os vários estudos científicos consultados, previamente desenvolvidos.

Em primeiro lugar, destacam-se alguns dos parâmetros mais importantes que definem os dispositivos de armazenamento [24]:

- **Capacidade de armazenamento (Potência)** - É a quantidade de energia disponível no dispositivo de armazenamento após um ciclo completo de carregamento do mesmo, definida com base na energia total armazenada, W_{st} ;
- **Energia “útil”** - Determinada pelas dimensões do motor utilizado no processo de armazenamento de energia (valor médio), também classificada como a potência do sistema para ciclos de carga e descarga, $P_{máx}$;
- **Tempo de descarga** - Dado pelo quociente entre a energia armazenada e a potência máxima: $\tau(s) = \frac{W_{st}}{P_{máx}} (s)$;
- **Eficiência ou Rendimento** - Obtida pelo quociente entre a energia utilizável e a armazenada: $\eta = \frac{W_{st}}{W_{ut}} (\%)$;
- **Ciclo de Vida** - Informa sobre o número de vezes que o sistema pode ser utilizado, fornecendo a original capacidade de energia para a qual foi dimensionado (100%). Número de ciclos, N ;
- **Autonomia** - Máximo período de tempo durante o qual o sistema consegue fornecer energia continuamente, com base no quociente entre a energia útil e a potência máxima de descarga: $\alpha = \frac{W_{ut}}{P_{dt}} (s)$;

Os parâmetros referidos são comuns às várias abordagens tecnológicas ao nível da implementação de sistemas de armazenamento de energia para as diversas utilidades. São por isso, definidas 5 classes de armazenamento de energia de acordo com o princípio tecnológico que lhes serve de base: elétrico, eletroquímico, mecânico, químico ou térmico. Existem outros princípios em desenvolvimento, mas com pouca maturidade até ao presente [1]. A figura 2.31 centra as atenções nas tecnologias mais vocacionadas para aplicações que preveem inclusão de sistemas de armazenamento na conexão de instalações à RESP.

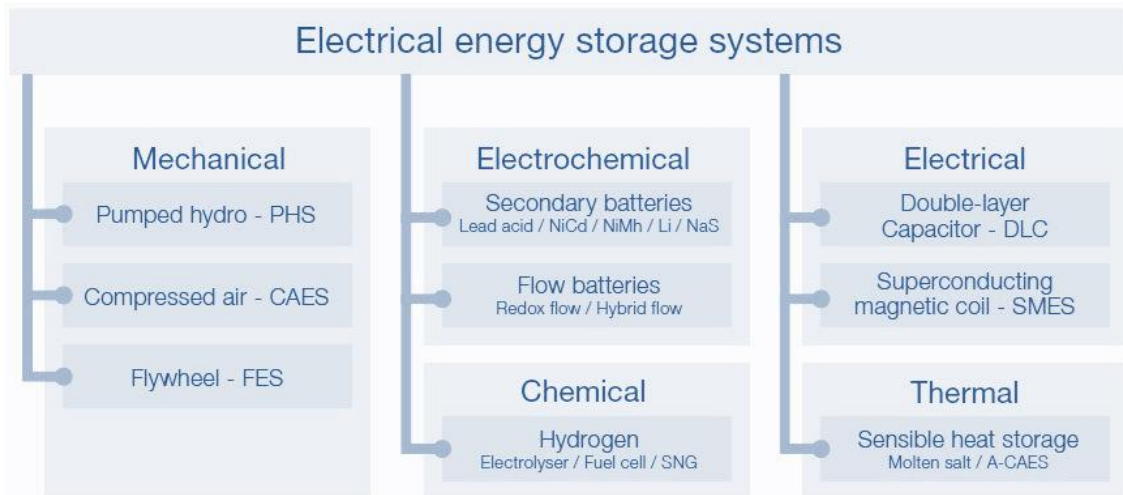


Figura 2.31 - Tecnologias de sistemas de armazenamento de energia: elétrica, eletroquímica e mecânica, imagem retirada e editada de [50]

2.2.1 - Sistemas Mecânicos

2.2.1.1 - Flyweels (FES)

É um sistema que armazena energia sob a forma de energia cinética. Este sistema, utiliza a eletricidade para acelerar ou desacelerar, sendo esta “armazenada” por transferência de ou para o *flywheel* através do motor/gerador integrado. O sistema torna-se mais eficiente se instalado sob vácuo uma vez que a quantidade de energia armazenável é dependente da velocidade de rotação e, portanto, da inércia existente. O funcionamento do *Flywheel* pode ser estudado pela figura 2.32 [26, 27, 28].

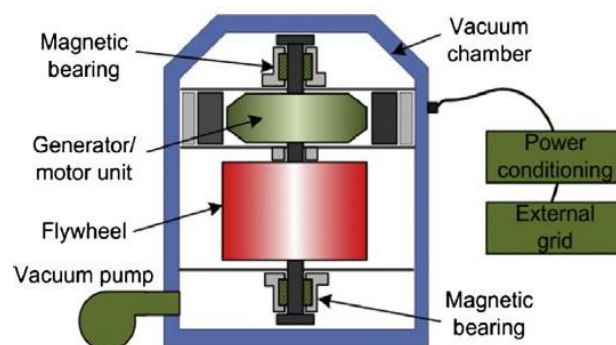


Figura 2.32 - Esquema do funcionamento do Flywheel, retirada de [26]

2.2.1.2 - Bombagem (Pumped hydro storage - PHS)

Bombagem é uma tecnologia com um alto nível de maturação, com uma longa história e uma grande capacidade de armazenamento. É utilizada para “recuperar” uma determinada quantidade de água, durante um período em que a procura energética é mais baixa, para uma localização a montante no rio ou curso de água em que o sistema é instalado. Posteriormente, durante os períodos de pico de consumo, esta pode ser libertada e a sua passagem ser convertida em energia elétrica pelo aproveitamento hidroelétrico. Podem ter uma capacidade instalada desde as dezenas até alguns milhares de MW [26, 27, 28], não sendo relevantes para os consumidores domésticos.

2.2.1.3 - Ar Comprimido (CAES)

Os sistemas de armazenamento por ar comprimido aproveitam também os períodos de baixa demanda energética para utilizarem o excesso de eletricidade produzida para alimentar um motor/gerador reversível, armazenando-se a energia por este produzida sob a forma de ar altamente pressurizado. Quando o gerador não for capaz de atender às necessidades da carga, o ar comprimido armazenado é libertado e aquecido por meio de combustão de combustíveis fósseis ou pelo calor recuperado pelo próprio processo de compressão do ar. Finalmente, a energia resultante do ar comprimido é capturada pelas turbinas e o excesso reciclado por uma unidade de recuperação [26, 27, 28]. Trata-se de um sistema muito promissor para o futuro.

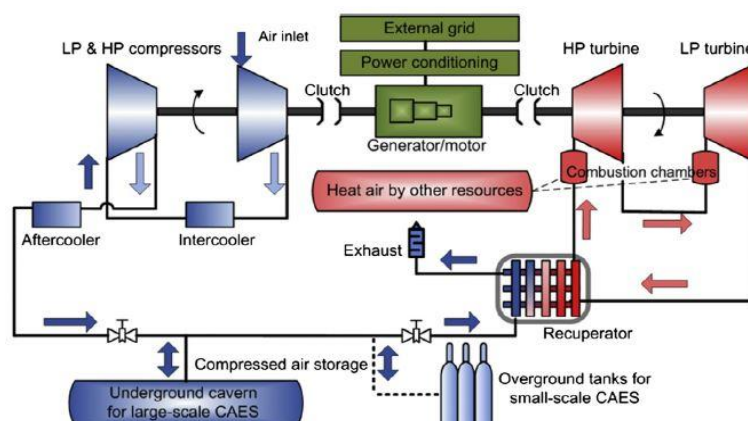


Figura 2.33 - Esquema de Sistema de armazenamento por ar comprimido, retirada de [26]

2.2.2 - Sistemas Elétricos

2.2.2.1 - Molten Salt (processo térmico)

Conforme o nome sugere, “Molten Salt” constitui um sistema de armazenamento que tem por base um processo de armazenamento de sal fundido num reservatório. O sal é mantido a temperaturas extremamente elevadas durante o dia, sendo o seu aquecimento conseguido pelo direcionamento da energia solar refletida por meio de uma “torre” com um sistema de coletor/recetor da mesma. O sal é conservado à pressão atmosférica e uma vez aquecido pode atingir temperaturas de cerca de 565°C, à qual fica em “repouso”, armazenado num tanque, até que seja precisa a geração de eletricidade. Quando tal sucede, o sal é “enviado” do tanque em que se encontra armazenado para um permutador de calor que o sobreaquece por forma a propulsionar uma turbina a vapor convencional. O ciclo de vida de uma central deste tipo ronda os 30 anos sendo que o sal nunca requer “substituição” nesse período pois todo o processo é ele próprio cíclico, apenas na base de aquecimento (armazenamento) e sobreaquecimento do

sal (alimentação da turbina). Após este processo, o sal atravessa um condensador que o arrefece e estabiliza a uma temperatura em torno dos 300°C.

O funcionamento e capacidade de uma central com tais características é em tudo similar ao de uma central térmica convencional, sem os prejuízos, contudo, das emissões poluentes. A disponibilidade deste processo é também idêntica, podendo operar ininterruptamente, podendo ser adaptado como “base” ou serviços auxiliares de um sistema produtor [30, 31].

Para o efeito deste trabalho, esta tecnologia não é interessante pois, de momento a sua aplicabilidade, conforme se referiu, não incide sob sistemas de pequena/média potência como são os dos consumidores domésticos [30, 31].

2.2.2.2 - Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)

Esta tecnologia armazena energia num campo magnético gerado em torno de uma bobina supercondutora, cujas características permitem um fluxo de corrente direta sem perdas, mantendo-se assim o campo magnético. Para se obterem estas propriedades de supercondução, a temperatura da bobina é mantida abaixo dos 173° C (100 K), num “reservatório” com hélio líquido e nitrogénio, sendo também precisa proteção contra sobreaquecimento do magnetómetro. Neste sentido, o sistema de arrefecimento funciona como o ciclo de descarga do equipamento [24].

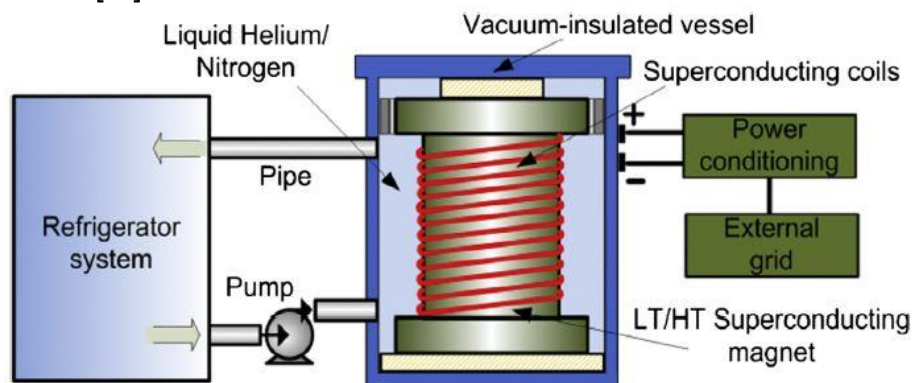


Figura 2.34 - Funcionamento de um Sistema de armazenamento SMES, retirada de [26]

Subdividem-se os SMES's em “Low temperature Superconducting” (LTS), quando operam a 5 K e “High temperature Superconducting” (HTS) quando funcionam a 70 K. É uma tecnologia ainda em fase de teste, tendo já havido demonstrações do seu funcionamento até 10MW, esperando-se que com a sua maturidade futura, venha a tornar-se ideal para manutenção de potência devido à rápida resposta que oferece e elevada eficiência [26].

2.2.2.3 - Capacitor e Supercapacitor

Obedecem ao princípio tradicional do condensador, armazenando energia elétrica no campo elétrico gerado entre os polos carregados positiva e negativamente. Estes, encontram-se em paralelo e separados apenas pelo dielétrico. Os modelos tradicionais de condensadores electrostáticos apresentam limitações ao nível da potência, densidade e tensão nominal.

Para aplicações com vista ao armazenamento de energia para fins de interligação com a rede elétrica, recorre-se a *supercapacitors* e existem certas diferenças como o facto de a energia ser armazenada na interface entre o eléctrodo condutor poroso e o eléctrodo ionizado

líquido condutor e da superfície de contacto ser substancialmente superior face aos condensadores comuns, devido à grande porosidade do eléctrodo [22, 26, 27].

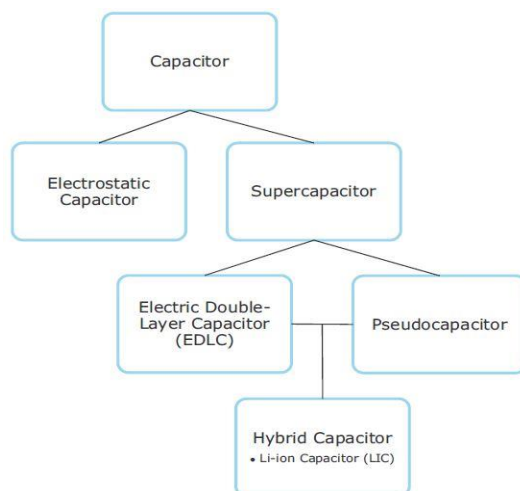


Figura 2.35 - Diferentes tipos de *Capacitors*, retirada de [24]

Conforme o diagrama da figura 2.35 mostra, surge ainda outro tipo de *capacitor*, denominado de híbrido (*Li-ion capacitor* - *LIC*), por apresentar características comuns aos *EDLC* e aos *pseudocapacitors*. É constituído por um eléctrodo similar ao de um condensador electrostático e por um outro (ânodo), idêntico ao presente numa bateria de *Li-ion* [24].

Os *supercapacitors* podem distinguir-se em dois tipos, condensador eléctrico de dupla camada (*EDLC*), também denominado por *ultracapacitor* [26], que armazena carga electrostática, e *pseudocondensador*, que armazena carga por um processo eletroquímico, similar ao das baterias.

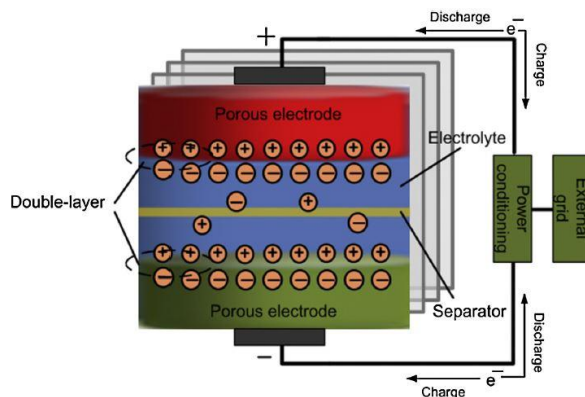


Figura 2.36 - Esquema de funcionamento de um *Supercapacitor*, retirada de [26]

2.2.3 - Sistemas Químicos

2.2.3.1 - Hidrogénio e Fuel Cells

O princípio base que deu origem ao armazenamento por hidrogénio consiste essencialmente no facto de ser possível converter eletricidade em hidrogénio por electrólise e tornar a ser gerada pela re-eletrificação do mesmo [33]. A eficiência deste processo é um dos maiores desafios visto rondar os 30 a 40% (perspetivando-se alcançar os 50%). O armazenamento em hidrogénio possui, no entanto, uma forte característica a seu favor, sendo esta o facto de ser possível armazenar uma quantidade de energia substancialmente superior comparativamente às baterias convencionais. Adicionalmente, o hidrogénio pode ser armazenado sob a forma

gasosa ou líquida, a elevada pressão em gasoso (350-700 bar) e em criogenação quando líquido (-252.8°C à pressão atmosférica). O processo requer um tanque de alumínio ou aço inoxidável [27, 33, 34, 35].

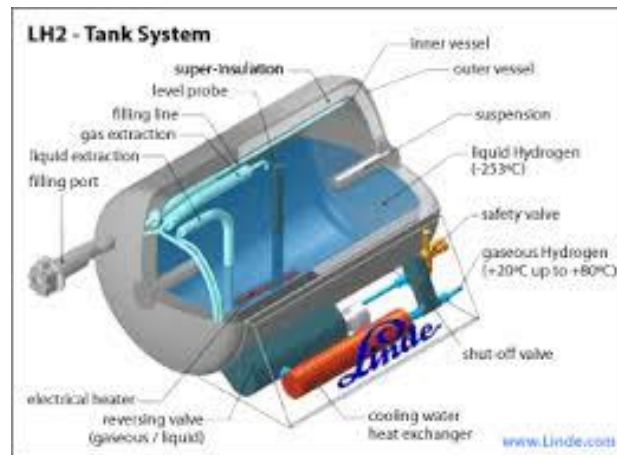


Figura 2.37 - Esquema de “Hydrogen Tank”, retirada de [32]

Recentemente foi desenvolvido um processo de armazenamento de hidrogénio em estado sólido com vários benefícios, nomeadamente por se desenvolver a baixa pressão, contrariamente aos mencionados atrás e por proporcionar uma segurança de operação e utilização substancialmente superior. Esta alternativa também consiste num processo completamente reversível e não apresenta “memória” de carga/descarga, apresentando cerca de 10 anos de operação sem qualquer necessidade de intervenção/manutenção, sem perdas de energia.

As características das tecnologias de armazenamento em hidrogénio possuem melhor aplicação, de momento, para níveis de potencia na ordem dos MW pelo que a sua aplicabilidade para consumidores domésticos não é para já, razoável. Existe um muito elevado potencial de desenvolvimento de tecnologias que aproveitem e explorem soluções de aplicação com hidrogénio, pela sua abundância e pelo facto de ser possível a geração de energia 100% limpa, sem recurso a combustíveis fósseis, mas ainda apenas se começa a discutir a sua aplicação efetiva ao nível da rede, não para fins domésticos [33, 34, 35, 36].

O armazenamento de energia com hidrogénio não é, no entanto é a única aplicação relevante envolvendo este elemento. Pelo contrário, os veículos movidos a *Fuel Cells* o recorrem a um processo que combina hidrogénio no estado gasoso com oxigénio, para produzir eletricidade, tratando-se, portanto, de veículos puramente elétricos (*EVs - Electric Vehicles*). Ao contrário dos combustíveis fósseis, os movidos a *Fuel Cells* apenas produzem água e calor como resultado da reação química desenvolvida, sem qualquer poluição. Apesar da produção do hidrogénio implicar efetivamente um certo nível de poluição, comparativamente aos veículos convencionais a combustíveis fósseis, as emissões poluentes globais são reduzidas em mais de 30% [33].

Este conceito já existe há várias décadas, mas a sua implementação levou por diversos motivos, um período considerável e a expressão mercado automóvel sempre foi simbólica. Ainda assim, na atualidade existem como opção quer para transportes públicos quer para veículos particulares. Espera-se uma forte aposta por parte de diversos construtores automóveis

no sentido de alcançarem uma maior quota de mercado com a introdução de novos modelos a *Fuel Cells* a lançar já em 2017, nomeadamente da *Honda*, *Toyota*, *Hyundai*, *Mercedes*, *VW* ou *Nissan*, entre outros [37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45].

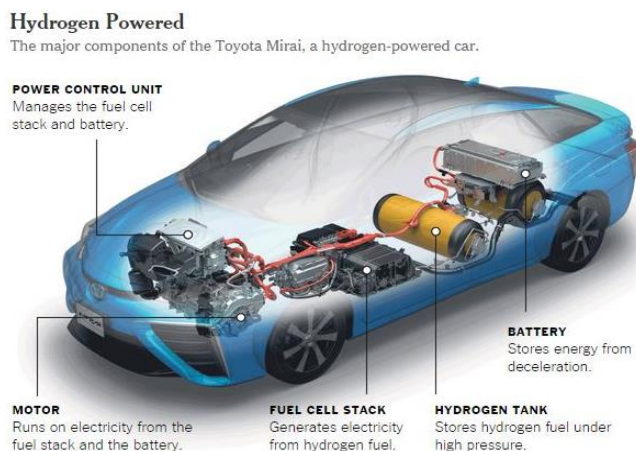


Figura 2.38 - Esquema de veículo movido a *Fuel Cells*, retirada de [46]

Conforme ilustra a figura 2.38, o veículo movido a *Fuel Cells* é constituído, para além dos componentes óbvios, comuns aos veículos de combustão interna, essencialmente por uma unidade de controlo central que gere o módulo de hidrogénio e a carga da bateria; a bateria que armazena energia da desaceleração (ou travagem); motor que funciona a eletricidade produzida pelo sistema a hidrogénio; tanque de hidrogénio, a alta pressão (cuja função é a mesma do convencional depósito de gasolina/*diesel*/gás); células de combustível que geram eletricidade a partir do hidrogénio [46].

2.2.3.2 - Sistemas Eletroquímicos

Redox Flow Batteries

É um tipo de bateria recarregável que armazena energia elétrica em dois pares redox solúveis, tipicamente contidos em tanques com líquido eletrolítico, separados por uma membrana *ion*. Uma das grandes vantagens destas baterias é a sua recarga praticamente instantânea, apenas pela substituição do eletrólito, recuperando-se simultaneamente o material consumido para a re-energização. O seu princípio de funcionamento baseia-se nas reações de redução-oxidação da solução eletrolítica. Durante a carga, um eletrólito é oxidado, no ânodo, enquanto o outro é reduzido no cátodo, convertendo-se assim a energia elétrica em energia eletroquímica. A descarga funciona de forma absolutamente inversa [26, 47].

As *flow batteries* apresentam, no entanto, reduzida performance, resultado da queda de pressão não uniforme que conduz à limitação da transferência da reactância de massa, elevados custos de produção e a um sistema que se torna globalmente mais complicado comparativamente às baterias tradicionais. Existem ainda assim, diferentes abordagens com base nesta tecnologia, com recurso às propriedades de diferentes elementos químicos:

Iron-Chromium (ICB), *Vanadium Redox (VRB)* e *Zinc-Bromine (ZNBR)* [26].

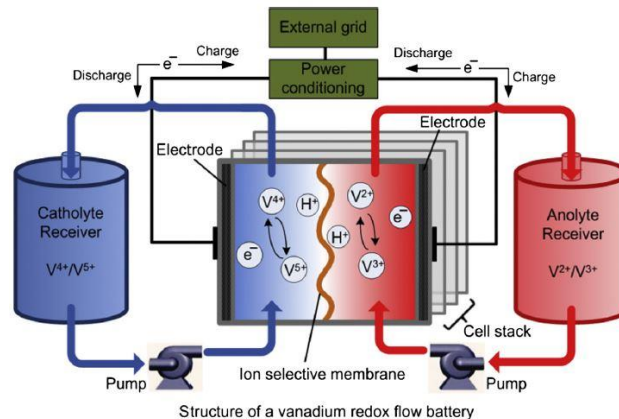


Figura 2.39 - Esquema de funcionamento genérico de uma *flow battery*, retirada de [26]

Redox Flow - Iron-Chromium (ICB)

As *ICB* foram pioneiras, estudadas extensivamente pela *NASA* e pela *Mitsui* entre os anos 70 e 80. Tipicamente operam em baixa tensão, apresentando baixa densidade e uma eficiência na gama dos 70 - 80 %, privilegiando o funcionamento a temperaturas entre 40 - 60° C. Inicialmente requeriam alguma cautela devido à possibilidade de ocorrência de reações parasitas e a potencial quebra do equilíbrio do eletrólito. Contudo, atualmente essas perturbações podem ser mitigadas e os sistemas *ICB* utilizam-se em segurança para potências em torno dos 5kW e com possibilidade de armazenamento por um período médio de 3 horas. Recentemente, o seu custo foi reduzido ao passo que a robustez da tecnologia foi aumentada, traduzindo-se numa opção viável à escala de níveis de potencia na casa do MW [47].

Redox Flow - Vanadium Redox (VRB)

As *flow batteries* de Vanadium (*VRB*), também começaram a ser exploradas em torno dos anos 80, por seu lado, na universidade de *New South Wales*, iniciando-se a sua comercialização menos de uma década mais tarde. Nestas, o Vanadium encontra-se agrupado em dois pares redox, V^{2+}/V^{3+} com polaridade negativa e, V^{4+}/V^{5+} com polaridade positiva, ambos completamente dissolvidos numa solução eletrolítica de ácido sulfúrico.

Oferecem alta voltagem, favorável a sistemas de maior potencia e com densidade energética superior, nomeadamente face às *ICB*. A possibilidade de cruzamento da membrana que separa ambas as polaridades, por parte dos iões de Vanadium é relativamente elevada, pelo que membranas de *ion* são tipicamente utilizadas, mas originam um aumento do custo desta solução. Nos últimos anos a tecnologia de produção das membranas em causa tem vindo a ser desenvolvida pelo que o custo de aplicação desta opção tecnológica tem vindo a decrescer consistentemente [47].

Redox Flow - Zinc-Bromine (ZNR)

Por fim, no que respeita às *flow batteries*, existem ainda as *ZNR* que foram desenvolvidas pela *EXXON* como um sistema de armazenamento híbrido no início dos anos 70. Nestas baterias, dois eletrólitos atravessam um compósito de elétrodos em dois compartimentos, separados por

uma membrana micro-porosa. O eletrólito no ânodo (negativo) é puramente aquoso, enquanto o eletrólito no positivo contém também um composto orgânico a fim de manter o *bromine* em solução. Durante a carga o zinco é reduzido e o *bromine* é simultaneamente oxidado e envolvido na outra parede da membrana.

Este processo é o que resulta na maior tensão gerada entre as *flow batteries*, libertando dois elétrons por átomo de zinco e também na maior densidade energética. Por seu lado, os materiais envolvidos no processo são dispendiosos e o *bromine* altamente tóxico, existindo ainda a necessidade de manutenção da estabilidade do complexo quando a temperatura ambiente exceda os 178° C (95 K).

Dadas as características referidas, a principal utilidade dos sistemas de armazenamento de energia *ZNBR* é atualmente para aplicações na escala da rede de distribuição, com potências em torno dos 3 MW. Na Austrália encontram-se em fase de teste, sistemas de menor potência (entre 5 e 20 kW) para fins de armazenamento energético comunitário (*CES*) [26, 47].

Battery Energy Storage (BES)

A primeira implementação do conceito de bateria, tal como este perdura até à atualidade, terá sido conseguida em 1800, creditada ao inventor Alessandro Volta. Na sua noção mais elementar, uma bateria é um dispositivo composto por uma ou mais células eletroquímicas que converte energia química armazenada em energia elétrica. Esta conversão é possível por meio da passagem de iões de um eletrodo para o outro, seja o sentido do positivo para o negativo, ou o inverso. Em qualquer dos casos, este movimento (corrente) dos iões de um terminal com determinada polaridade, para o outro terminal, necessariamente com polaridade inversa, origina a geração de energia elétrica.

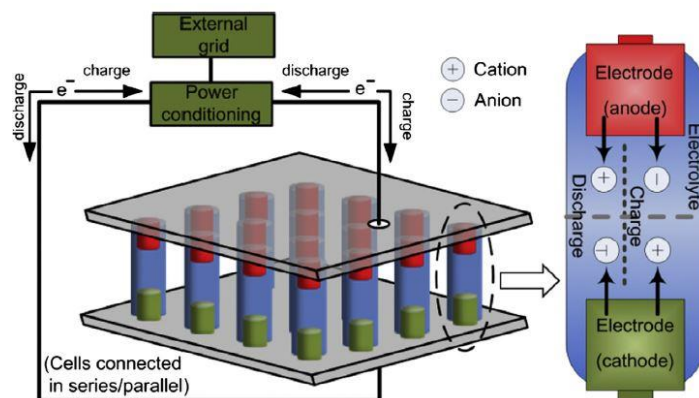


Figura 2.40 - Diagrama da operação de uma bateria de armazenamento de energia, retirada de [26]

A sucessiva evolução deste conceito e da noção de aproveitamento da corrente elétrica, possibilitou em última análise, o progresso tecnológico que se verificou desde então. A figura 2.42 representa o funcionamento genérico que deu origem a esta tecnologia [26, 47].

BES - Advanced Lead-Acid Batteries

São as baterias recarregáveis mais usadas em todo o mundo. O cátodo é feito de PbO_2 , o ânodo de Pb , sendo ácido sulfúrico o eletrólito. Apresentam uma reduzida descarga diária (<0.3%), uma relativamente alta eficiência de utilização (63 a 90%) e um reduzido custo de produção/aquisição. Podem ser utilizadas como dispositivos de *backup* para sistemas informáticos, de telecomunicações e sistemas de controlo de aplicações.

Foram ainda adotadas em veículos híbridos e elétricos, no entanto, a sua utilização em aplicações de integração com a rede elétrica de energia são ainda limitadas devido à sua reduzida durabilidade em termos de ciclos de utilização (aprox: 2000), densidade energética (50 - 90 Wh/L) e à potência do sistema (25 - 50 Wh/kg).

Atualmente o desenvolvimento tecnológico para o futuro para o aproveitamento das suas capacidades, encontra-se focado na sua integração em aproveitamentos eólicos, fotovoltaicos e na indústria automóvel [26, 47].

BES - Sodium Sulfur Batteries (NAS)

Tecnologia desenvolvida pela *Ford Motor Company* nos anos 60 e posteriormente adquirida pela companhia japonesa, *NGK*. Atualmente os sistemas produzidos pela *NGK* têm por fim aplicações estacionárias. Utilizam enxofre e sódio fundidos como eletrodos (positivo e negativo respetivamente), recorrendo a alumínio-sódio como eletrólito cerâmico em estado sólido [26, 47]. Este, permite que apenas os iões de sódio positivos atravessem para o outro lado, definindo assim o sentido da corrente.

Durante a descarga, os iões são desprovidos do sódio, dando origem ao aparecimento de iões de sódio (apenas) que se deslocam no sentido do eletrodo positivo, transformando-se em polisulfito quando encontram os iões de enxofre. O fenómeno oposto ocorre durante a carga do sistema. Por forma a facilitar este processo, a bateria deve ser mantida a temperaturas elevadas (acima de 300° C).

Tendo já várias décadas de maturidade, as aplicações desta tecnologia têm sido demonstradas ao longo dos anos. No Japão existem mais de 270 MW de capacidade de armazenamento instalada com esta tecnologia, capaz de dar resposta à procura energética durante cerca de 6 horas diariamente, no período de pico.

A sua procura, enquanto uma alternativa consistente para a estabilização da produção renovável e para alimentar serviços auxiliares tem vindo a expandir-se. A *Sumitomo Electric Industries* e a Universidade de *Kyoto* desenvolveram recentemente uma nova bateria com base nas *NAS*, capaz de operar e fundir o sódio a uma temperatura inferior mantendo a elevada densidade energética (290 Wh/L) [26]. Para além do Japão, outros países têm vindo progressivamente a integrar sistemas *NAS* em aplicações similares [47].

BES - Nickel-Cadmium Batteries (NI-CD)

A sua comercialização iniciou-se durante os anos 1910s, sendo a sua maior vantagem a fácil implementação, sem complexos sistemas de gestão, ao passo em que assegurou desde logo elevada robustez e um ciclo de vida prolongado. Nesta implementação, o hidróxido de níquel é o eletrodo positivo e o cádmio (metálico) o negativo.

No campo industrial, houve necessidade de implementação de diferentes designs de produção, com a variação dos níveis de recombinação, conforme o fim fosse um aparelho de telecomunicações ou uma aplicação para integração num sistema de produção renovável.

Desta forma, alcançaram-se sistemas que praticamente não requeriam manutenção ao nível do eletrólito. Por seu lado, a grande desvantagem da sua produção é de facto de ambos os seus elementos constituintes serem altamente tóxicos e provocarem grande poluição do meio ambiente. Adicionalmente, estas baterias apresentam o chamado “efeito-memória”, que se

traduzia na drástica redução da sua capacidade caso fossem repetidamente recarregadas sem estarem completamente descarregadas [26].

Foi um dos primeiros sistemas de baterias de armazenamento a ser efetivamente implementado, inicialmente em *Golden Valley Electric Association BESS, no Alaska*, com uma capacidade de 27 MW por 15 minutos [47], ou 40 MW por 7 minutos [26], em 2003. Apesar desta implementação, não é previsível a futura utilização de *Ni-CD* para aplicações em larga escala [26].

BES - Nickel-Metal-Hydrite Batteries (NiMH)

As baterias *NiMH* utilizam o mesmo eletrodo positivo e eletrólito que as de *Ni-CD*, usando hidrogénio como eletrodo negativo, que requer pressurização. Este tipo de bateria é especialmente utilizado em satélites, os quais carregam e descarregam de cada vez que orbitam em torno da Terra, necessitando assim de um sistema de armazenamento com um longo ciclo de vida.

Atualmente são as baterias mais adotadas nos veículos híbridos e elétricos, ainda que se estime que a tendência irá mudar durante a próxima década no sentido da utilização das baterias de *Li-ion* em seu lugar, prevendo-se que 70% dos novos veículos híbridos e 100% dos novos elétricos as adotem em detrimento das de *NiMH* [48].

BES - Lithium-ion Batteries (Li-ion)

O cátodo da célula é constituído por óxido de lítio (metálico), como LiCoO_2 e LiMO_2 , sendo o ânodo grafite. Tipicamente o eletrólito é um líquido orgânico não aquoso, que contem sais de lítio dissolvidos, como LiClO_4 [27].

A primeira comercialização de uma bateria de *Li-ion* ocorreu em 1991, pela *Sony* e *Asahi Kasei*. Originalmente a sua aplicabilidade limitava-se à alimentação de produtos (relativamente pequenos) utilizados apenas pelos consumidores finais. O sucesso foi tal, que diversas companhias começaram a desenvolver baterias de maior capacidade para fins de armazenamento de energia, tal como está em voga atualmente [26].

Estas baterias são consideradas como um bom candidato para aplicações em que o tempo de resposta (ms), a pequena dimensão (1300 a 10000 W/L) e/ou peso do equipamento (150 a 2000 W/kg) são fatores decisivos. A elevada eficiência dos ciclos de utilização, até aos 98 %, é outra das propriedades que jogam a favor do seu desenvolvimento e aplicação.

Contudo, estas células requerem alguma atenção no que respeita à sua descarga, concretamente à sua descarga “absoluta” (*Depth-of-Discharge - DoD*), visto que o seu ciclo de vida depende fortemente deste ser repetidamente atingido. Para tal, é comum existir um sistema computadorizado, que monitoriza esta operação e limita o *DoD* a uma percentagem da capacidade total. Este verifica o correto funcionamento da bateria e aumenta a sua durabilidade, o que, por seu lado, conduz a um aumento do preço global destes sistemas [26, 27].

Technologies	Power rating (MW)	Storage duration (h)	Cycling or lifetime	Self-discharge (%)	Energy density (Wh/l)	Power density (W/l)	Efficiency (%)	Response time
Super-capacitor	0.01-1	ms-min	10,000-100,000	20-40	10-20	40,000-120,000	80-98	10-20ms
SMES	0.1-1	ms-min	100,000	10-15	~6	1000-4000	80-95	< 100ms
PHS	100-1,000	4-12h	30-60 years	~0	0.2-2	0.1-0.2	70-85	sec-min
CAES	10-1,000	2-30h	20-40 years	~0	2-6	0.2-0.6	40-75	sec-min
Flywheels	0.001-1	sec-hours	20,000-100,000	1.3-100	20-80	5,000	70-95	10-20ms
NaS battery	10-100	1min-8h	2,500-4,400	0.05-20	150-300	120-160	70-90	10-20ms
Li-ion battery	0.1-100	1min-8h	1,000-10,000	0.1-0.3	200-400	1,300-10,000	85-98	10-20ms
Flow battery	0.1-100	1-0h	12,000-14,000	0.2	20-70	0.5-2	60-85	10-20ms
Hydrogen	0.01-1,000	min-weeks	5-30 years	0-4	600 (200 bar)	0.2-20	25-45	sec-min
SNG	50-1,000	hours-weeks	30 years	negligible	1,800 (200 bar)	0.2-2	25-50	sec-min

Figura 2.41 - Comparação entre os mais relevantes sistemas de armazenamento de energia, retirada de [49]

A figura 2.41 Faz uma comparação entre a tecnologia de *Li-ion* e as mais relevantes tecnologias de armazenamento de energia.

Dadas as propriedades apresentadas, a tendência dos últimos anos deverá manter-se consistentemente ao longo dos próximos, com o aumento das sinergias entre as baterias de *Li-ion* e o desenvolvimento da indústria dos veículos elétricos (VE). Estes, requerem naturalmente um sistema de armazenamento de energia capaz de alimentar o(s) motor(es) elétrico(s) durante o maior período de tempo (e de distância percorrida) possível. A flexibilidade que a tecnologia de *Li-ion* apresenta, permitiu que esta se diferenciasse das restantes opções tecnológicas e tornou-a a escolhida para adoção em diversas interpretações de veículos mais sustentáveis desenvolvidos ao longo dos últimos anos por vários fabricantes. Desde veículos híbridos com um simples motor elétrico com regeneração da energia utilizada na travagem, apenas com uma autonomia simbólica de alguns quilómetros, e cujo principal intuito seria reduzir o consumo do combustível fóssil, nomeadamente no tráfego intenso, até veículos puramente elétricos que, obviamente apresentam uma muito maior necessidade de capacidade de armazenamento de energia elétrica.

Nos últimos anos constatou-se ainda a possibilidade de integração de um sistema de baterias de armazenamento para fins de alimentação residencial, gerida fortemente pelo consumidor final, como já foi referido, o *prosumer* ganha esta autonomia. Surgem então, novamente as baterias de *Li-ion* pois, nomeadamente em conjugação com uma instalação fotovoltaica, estes sistemas passam a dispor não de alguns kW/h, mas de vários MW/h, capazes de alimentar facilmente as cargas residenciais e ainda, de prestar serviços auxiliares à RESP [49]. A figura 2.42 apresenta uma extensa comparação da performance das diferentes tecnologias de baterias.

BATTERY TYPE	EFFICIENCY (%)	COST (€/kWh)	LIFE SPAN (cycles) at (%) depth of discharge (DoD)	OPERATING TEMPERATURE (°C)	ENERGY DENSITY (Wh/kg)	SELF DISCHARGE (%/month)
Lead acid (flooded type)	72 - 78	50 - 150	1000 - 2000 (70% DoD)	-5 to 40 °C	25	2 - 5
Lead acid (valve regulated)	72 - 78	50 - 150	200 - 300 (80% DoD)	-5 to 40 °C	30 - 50	2 - 5
Nikel Cadmium (NiCd)	72 - 78	200 - 600	3000 (100% DoD)	-40 to 50 °C	45 - 80	5 - 20
Sodium Sulphur (NaS)	89	400 - 500	2500 (100% DoD)	300 to 350 °C	100	0
Lithium ion	100	700 - 1000	3000 (80% DoD)	-30 to 60 °C	90 - 190	1
Vanadium redox (VRB)	85	360 - 1000	10000 (75% DoD)	0 to 40 °C	30 - 50	negligible
Zinc Bromine	75	360 - 1000	3500 (100% DoD)	0 to 40 °C	70	negligible
Metal air	50	50 - 200	<100	-20 to 50 °C	450 - 650	negligible

Figura 2.42 - Comparação das características dos diferentes tipos de baterias, retirada de [28]

Analisando a informação apresentada, com dados de 2011, é possível compreender o crescente relevo e campos de aplicação das baterias de *Li-ion*.

- É a única tecnologia capaz de atingir (mesmo que teoricamente na maior parte dos cenários reais) os 100 % de eficiência;
- Apresenta uma ampla gama para a temperatura de operação, operando a temperaturas “estáveis” (não acima dos 300° C como as de *NaS*);
- Elevada densidade energética, inferior apenas à das baterias “*Metal air*”;
- Relativamente baixa “descarga energética automática”, atualmente com menos de 1% por mês;
- Possui um dos ciclos de carga-descarga (*DoD*) mais longos;
- A relação €/MWh é a que resulta no maior custo de todas as tecnologias avaliadas.

Mesmo considerando os aspetos menos positivos desta tecnologia, ou aqueles nos quais esta não obtém a melhor performance face às restantes, no contexto global torna-se evidente que é a tecnologia mais equilibrada. No que respeita ao custo, apesar de ser a mais cara, encontra-se na mesma ordem de grandeza da maior parte das opções, sendo que, qualquer das restantes tecnologias apresenta claramente um ou mais pontos fracos, que tornam justificável que a escolha recaia sobre as de *Li-ion*.

Ao longo dos anos, com o desenvolvimento das baterias de *Li-ion*, apareceram novas tecnologias com diferentes conceitos, com base nas baterias de *Li-ion* originais.

Os vários tipos de baterias de *Li-ion* servem com maior eficiência certas aplicações concretas, seja o uso em dispositivos móveis como computadores portáteis e *smartphones*, equipamento médico, veículos elétricos ou, para armazenamento de energia e criação de *smartgrids* [52, 53].

A figura 2.43 mostra uma comparação mais precisa entre três tipos de baterias de *Li-ion* com as de *Lead-Acid*, *NiCd* e *NiMH* [52], enquanto a figura 2.44 compara alguns dos tipos de baterias existentes e seus campos de aplicação.

Specifications	Lead acid	NiCd	NiMH	Li-ion		
				Cobalt	Manganese	Phosphate
Specific energy density (Wh/kg)	30–50	45–80	60–120	150–190	100–135	90–120
Internal resistance (mΩ)	<100	100–300	200–300	150–300	25–75	25–50
	12 V pack	6 V pack	6 V pack	7.2 V	per cell	per cell
Cycle life (80% discharge)	200–300	1000	300–500	500–1000	500–1000	1000–2000
Fast charge time	8–16 h	1 h typical	2–4 h	2–4 h	1 h or less	1 h or less
Overcharge tolerance	High	Moderate	Low	Low. Cannot tolerate trickle charge		
Self-discharge/month (room temp.)	5%	20%	30%	<10%		
Cell voltage (nominal)	2 V	1.2 V	1.2 V	3.6 V	3.8 V	3.3 V
Charge cutoff voltage (V/cell)	2.40	Full charge detection by voltage signature		4.20		3.60
	Float 2.25					
Discharge cutoff voltage (V/cell, 1C)	1.75	1.00		2.50–3.00		2.80
Peak load current	5C	20C	5C	>3C	>30C	>30C
Best result	0.2C	1C	0.5C	>1C	<10C	<10C
Charge temperature	–20 to 50 °C (–4 to 122 °F)	0 to 45 °C (32 to 113 °F)		0 to 45 °C (32 to 113 °F)		
Discharge temperature	–20 to 50 °C (–4 to 122 °F)	–20 to 65 °C (–4 to 49 °F)		–20 to 60 °C (–4 to 140 °F)		
Maintenance requirement	3–6 months (topping charge)	30–60 days (discharge)	60–90 days (discharge)	Not required		
Safety requirements	Thermally stable	Thermally stable, fuse protection common		Protection circuit mandatory		
In use since	Late 1800s	1950	1990	1991	1996	1999
Toxicity	Very high	Very high	Low	Low		

Figura 2.43 - Comparação de diferentes tecnologias de *Li-ion* com outros tipos de baterias, retirada de [52]

Chemical name	Material	Abbreviation	Short form	Notes
Lithium Cobalt Oxide ¹ Also Lithium Cobaltate or lithium-ion-cobalt)	LiCoO ₂ (60% Co)	LCO	Li-cobalt	High capacity; for cell phone, laptop, camera
Lithium Manganese Oxide ¹ Also Lithium Manganate or lithium-ion-manganese	LiMn ₂ O ₄	LMO	Li-manganese, or spinel	Most safe; lower capacity than Li-cobalt but high specific power and long life.
Lithium Iron Phosphate ¹	LiFePO ₄	LFP	Li-phosphate	Power tools, e-bikes, EV, medical, hobbyist.
Lithium Nickel Manganese Cobalt Oxide ¹ , also lithium-manganese-cobalt-oxide	LiNiMnCoO ₂ (10–20% Co)	NMC	NMC	
Lithium Nickel Cobalt Aluminum Oxide ¹	LiNiCoAlO ₂ (9% Co)	NCA	NCA	Gaining importance in electric powertrain and grid storage
Lithium Titanate ²	Li ₄ Ti ₅ O ₁₂	LTO	Li-titanate	

Figura 2.44 - Comparação dos diferentes tipos de baterias de *Li-ion*, retirada de [52]

Analisando as aplicações para cada tipo de tecnologia, verifica-se que as mais vocacionadas para aplicações de armazenamento de energia para uso doméstico são as de *Li-ion Nickel Cobalt Aluminum Oxide (NCA)*, devido à maior energia específica, e as de *Li-titanate (LTO)*, devido ao maior ciclo de vida. A figura 2.45 compara os valores de energia específica alcançável com as tecnologias de baterias desenvolvidas ao longo dos últimos anos.

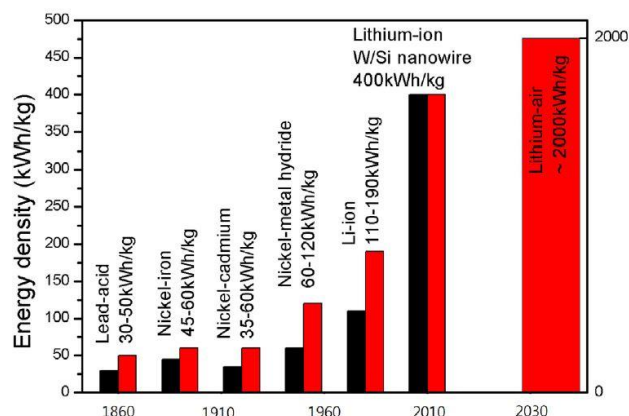


Figura 2.45 - Energia específica das diferentes tecnologias de baterias, retirada de [51]

A informação recolhida aponta claramente no sentido das baterias de *Li-ion* continuarem, pelo menos nas próximas duas décadas, a serem a tecnologia central na evolução dos sistemas de armazenamento. Apesar da maior maturidade das de *Lead-Acid*, as de *Li-ion* são as que apresentam o maior potencial para o futuro desenvolvimento e otimização devido à elevada densidade energética e eficiência de armazenamento. A figura 2.46 ajuda a compreender a relevância prática de outros fatores característicos das baterias de *Li-ion*. Esta compara a eficiência energética dos principais sistemas de armazenamento, com o seu ciclo de vida estimado, considerando um *DoD* de 80% (valor tipicamente assumido).

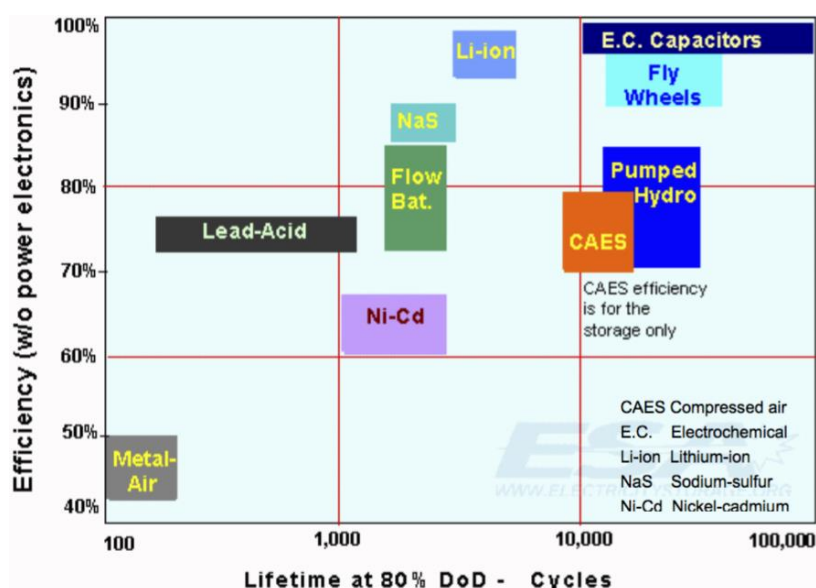


Figura 2.46 - Eficiência vs Ciclo de Vida (*DoD* a 80%), retirada de [103]

2.2.4 - Veículo Elétrico (VE)

A crescente importância dos veículos elétricos e sua necessidade de baterias de elevada densidade energética, aumentará também o potencial do desenvolvimento das mesmas para fins residenciais (com menor necessidade de alta densidade) [1].

A premissa por de trás do desenvolvimento do veículo elétrico é essencialmente a mesma da que originou o conceito de veículo movido a *Fuel Cells*, a tentativa de mudança de paradigma em relação aos instituídos veículos de combustão interna, altamente poluentes e agressores do meio ambiente, tal como vem sendo ventilado fortemente pelos diversos meios de comunicação, especialmente nas últimas duas décadas.

Não é, contudo, um conceito recente, tendo sido precursor da indústria automóvel mundial. O primeiro motor elétrico produzido para alimentar o que se poderá considerar um protótipo do que se veio a convencionar como um veículo, terá sido construído entre 1828 [54] e 1931 [55], sendo não comercial. A invenção do primeiro carro elétrico é atribuída a Thomas Davenport, em 1834, e a Robert Anderson em 1832 e 1839 [54, 55, 56]. Durante os anos e décadas seguintes novas experiências foram surgindo até em 1894 ter sido desenvolvido aquele que é considerado como o primeiro automóvel elétrico bem-sucedido, munido de uma bateria que armazenava alguma energia, tendo entrado em produção no ano seguinte. Por volta de 1900 os veículos elétricos eram inclusivamente dos mais comuns nos *EUA* (com 38% do parque automóvel face a 40% dos movidos a vapor e apenas 22% dos a gasolina) [54].

Em 1913, com a produção em série do *Ford Model T*, e a forte queda nos preços da gasolina, os veículos de combustão interna tomaram o mercado automóvel relegando os elétricos, com exceção de tímidas aparições com sucesso apenas relativo, ao longo dos anos seguintes.

O retorno dos veículos alternativos (visto terem “desaparecido”) apenas se iniciou em finais dos anos 1990, com soluções híbridas, veículos com motor de combustão interna aliado a um ou vários (mais pequenos) motores elétricos. Estes surgiram nomeadamente pela *Honda* e *Toyota*, tendo existido lançamentos de outras marcas também, tais como a *General Motors (GM)* e *DaimlerChrysler* a partir de 2000. Em 2003 é criada a marca de automóveis *Tesla Motors*, a qual apresenta um protótipo de um veículo desportivo, *Roadster*, em 2006, colocando-o em comercialização em 2008. O *Roadster* torna-se no primeiro veículo 100% elétrico cuja bateria de armazenamento é de *Li-ion* e capaz de oferecer uma autonomia superior a 320km com uma única carga. Em 2009, os *EUA* anunciam a subsídio prestada a veículos “sustentáveis” no valor de 8 mil milhões de dólares, com as marcas *Ford*, *Tesla* e *Nissan* a verem aprovado este “empréstimo”, parte de uma verba total dedicada de cerca de 25 mil milhões. No mesmo ano a *Tesla* apresenta o *Model S* que é considerado como o melhor veículo de produção em série no mundo, de qualquer categoria.

Nos anos seguintes, a *Nissan* lança o *Leaf* (tendo este batido o recorde do primeiro carro elétrico a atingir as 50000 unidades vendidas, recorde que tornou a bater em 2014, com 100000 unidades vendidas), a *Chevrolet* o *Volt*, a *Mitsubishi* o *i-Miev* entre vários outros. Em 2011 a *Tesla* começa a construir a sua rede de “*Supercharger*” para utilização livre por parte dos clientes *Tesla* [54, 66]. Como prova da aceitação dos veículos elétricos, em 2013, durante vários meses, o *Model S* e o *Leaf* foram os veículos mais vendidos na Noruega. Em 2014 a *Tesla* dominou as notícias relativas a veículos elétricos por diversos motivos entre os quais a disponibilização de diversas patentes para utilização por parte de outros fabricantes, a produção em série do novo *Model X*, o anúncio do *Model 3* a lançar em 2017, com uma autonomia de 320km e um preço base de cerca de 30000\$ e ainda, da construção de uma fábrica de produção de baterias nos *EUA*, a “*Gigafactory*”, tendo como parceira a *Panasonic* [54].

Quando terminada, a *Gigafactory* será a maior fábrica do Mundo, de qualquer tipo, tendo a capacidade de produção de 500000 baterias de *Li-ion* anuais [57, 58, 59, 60]. O objetivo da companhia foi a descentralização da produção do elemento fundamental de toda a sua frota de veículos, as baterias de *Li-ion*, da Ásia para os *EUA*, tornando-a substancialmente menos volátil a oscilações de mercado e a pressões financeiras de qualquer tipo. Quando terminada, a *Gigafactory* estará a utilizar cerca de 45% do lítio extraído anualmente e ocupará uma área equivalente a 95 campos de futebol, sendo que, dada a área livre circundante, existirá

capacidade para expansão entre 50 a 100 vezes. Tornar-se-á no segundo maior edifício em volume, apenas ligeiramente menor que a fábrica de aviões da *Boing*, em *Washington* [57].



Figura 2.47 - Gigafactory da *Tesla*, construção da futura maior fábrica do Mundo, retirada de [57]

Para além do meteórico crescimento da empresa, da elevada conotação e do fortíssimo marketing envolvido, a *Tesla* é atualmente o “estado da arte” (pelo menos na perspetiva comercial) dos veículos elétricos. A sua estratégia passa por assegurar o desenvolvimento das tecnologias das baterias de *Li-ion* que alimentam os seus veículos, nomeadamente ao alcançarem a produção em série de muito larga escala e a redução dos preços da matéria prima!



Figura 2.48 - Plataforma *Model S*, totalmente reciclável, retirada de [96]

Parte desta estratégia passa ainda pela reciclagem de todos os componentes dos seus veículos, promovendo não só a sustentabilidade ambiental (a fábrica será inclusivamente alimentada apenas por fontes de produção de energia renováveis), como também a sustentabilidade da empresa. Desta forma, os preços do *Li-ion* e das baterias que a ele recorrem baixarão consistentemente nos próximos anos, conforme mostra a figura 2.49. Estes proveitos não serão exclusivos para a *Tesla*, também os restantes intervenientes no mercado terão maior facilidade na aquisição do *Li-ion* e os produtos que o utilizam apresentarão preços também mais acessíveis [57].

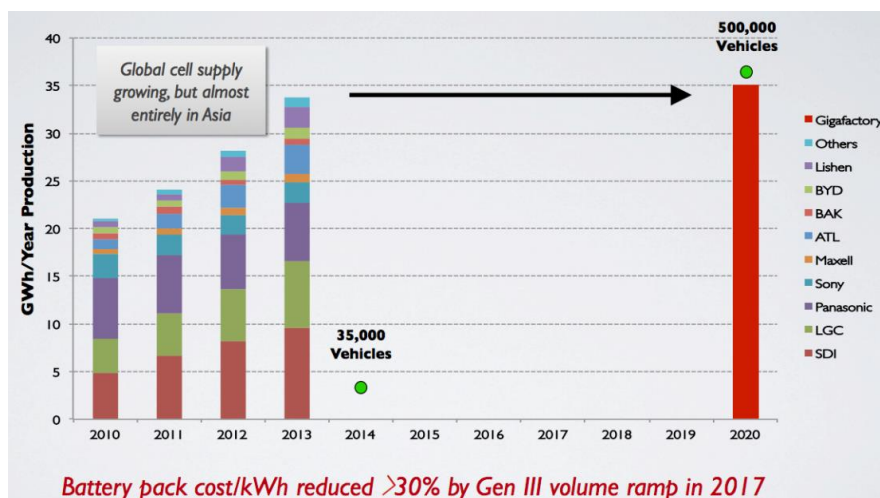


Figura 2.49 - Efeito da Gigafactory nos preços do lítio a partir de 2017, retirada de [57]

Para além do que foi referido, o efetivo sucesso comercial da marca, constitui ele próprio um enorme impulso no mercado global dos veículos elétricos, sendo esse sucesso exarcebado pelo facto do *Model 3*, lançado em março do presente ano ter recebido 198000 reservas em menos de 24 horas após o seu anúncio [61]. Não é apenas publicidade para a *Tesla*, mas sim para toda a indústria automóvel que agora começa a “migrar” ou pelo menos “atenta” aos desenvolvimentos, bem como, por acréscimo ao mercado de energia e consciencialização ambiental aliada à possibilidade cada vez mais real aos olhos do consumidor doméstico, deste obter independência energética (na perspetiva de autonomia e/ou alternativa) e lucro.

A *GM* foi um dos fabricantes que já mostrou planos de, pelo menos em certa medida, seguir os trilhos definidos pela *Tesla*, conforme ilustra a fulgura seguinte [62].

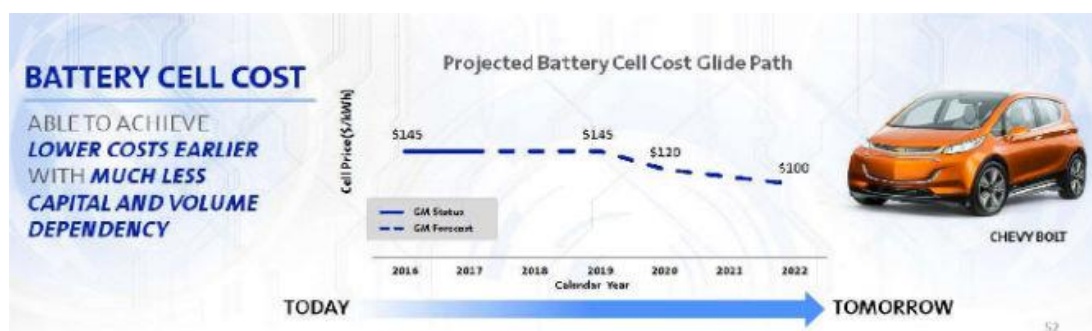


Figura 2.50 - Previsão da GM da evolução do preço das baterias de *Li-ion*, retirada de [62]

Como se pode verificar, a previsão da *GM* aponta para um preço de cerca de 100\$/kWh para as baterias de *Li-ion* que pretende utilizar em 2022 (a *Tesla* prevê alcançar esse valor menos de um ano antes) [62]. Desta forma será possível, como a companhia anunciou, propor também baterias de armazenamento de energia para uso doméstico, capazes de alimentar uma habitação comum por 8 horas e com um preço de revenda inferior aos atuais 3000\$ [63, 64].

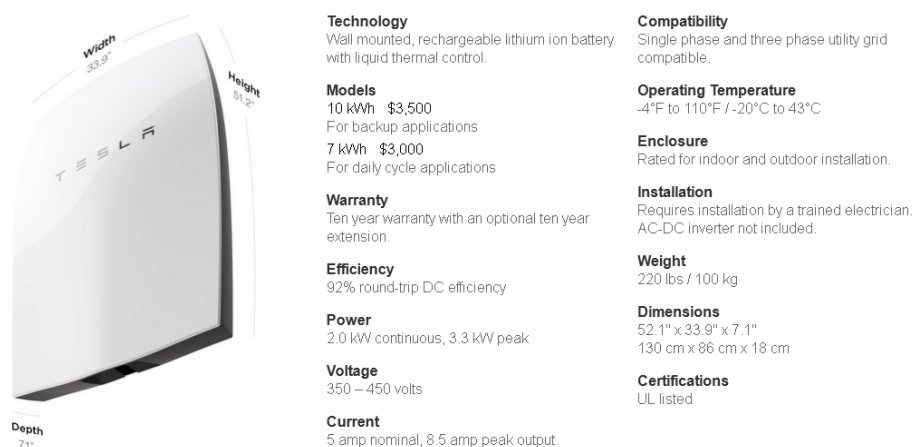


Figura 2.51 - Especificações da *Tesla Powerwall*, retirada de [63]

Segundo as informações disponibilizadas pela companhia, a *Powerwall* será suficiente para alimentar uma habitação no seu funcionamento normal, alimentando as lâmpadas, computadores, eletrodomésticos e ainda o veículo elétrico conforme a imagem publicitária sugere.



Figura 2.52 - Conceito da *Tesla* com “Ciclo”: Veículo e bateria doméstica de armazenamento de energia, rede doméstica, retirada da página do fabricante [65]

Este conceito ganha tanto mais projeção quanto mais baixos são os preços de revenda que a *Tesla* pratica por automóveis de luxo, à venda por 70% ou mesmo metade do valor pedido por propostas de construtores de luxo com automóveis “ainda” a gasolina ou diesel, com performances inferiores em todos os aspetos se não o da velocidade máxima (de até 250 km/h por defeito no *Model S*, na figura) [65].

Existe ainda outra iniciativa que tem vindo a ganhar destaque enquanto serve de “campo de testes” à indústria automóvel, a competição *Formula-e*. O funcionamento é em tudo similar ao da *Formula 1* com a grande diferença de os veículos em competição serem 100% elétricos. No que respeita à competição, “*ePrix*”, esta tem uma duração de 50 minutos, tipicamente em circuitos de “cidade”, existindo uma paragem obrigatória para mudança de carros (*pit stop*), os quais têm a sua potência limitada a 170kW, à exceção do do piloto que for eleito pelo público como seu favorito (numa votação *on-line* que começa 12 dias antes da corrida), podendo este utilizar, no segundo carro, uma potência de até 200kW, por uma e só uma vez nessa corrida. [113].

Mas não se trata apenas da competição, mas sim do desenvolvimento tecnológico e no estudo das reais capacidades das tecnologias desenvolvidas e sua aplicabilidade, neste caso nos automóveis que se utilizam no quotidiano.

Vários fabricantes estão envolvidos nesta competição, que teve a primeira edição em 2014. Resta aprofundar um pouco as características dos veículos utilizados para que se compreenda a sua importância. Salienta-se a capacidade de armazenamento de energia das baterias dos veículos de corrida, bem como a potência que o motor desenvolve, 200kW (limitado). No que respeita à bateria ou *RESS (Rechargeable Energy Storage System)*, trata-se de um sistema de armazenamento produzido pela *Williams Advanced Engineering*, para todas as equipas, com exatamente as mesmas especificações: 28kWh de energia usável; limite de 200kWp; tensão máxima de 1000V; peso até 200kg [114].

Conhecendo estas características, sabe-se que numa hora de utilização a bateria irá consumir $1 \times 28 \times 3600 = 100.8 \text{ MJ}$. Sabendo também que a potência desenvolvida para a corrida é de 170kW então poderá estimar-se que a bateria se esgotará em cerca de 10 minutos se 100% da potência estiver constantemente a ser utilizada. Visto que cada corrida demora 50 minutos, incluindo uma troca obrigatória de veículo, depreende-se que cada veículo deverá ser capaz de funcionar em pleno “modo de corrida” durante cerca de 25 minutos. Surge assim a questão: como é possível “estender” a autonomia das baterias se, à plena carga, esta seria totalmente consumida ao fim de 40% do tempo mínimo que o veículo precisa de se manter em prova?

Estes veículos compreendem por isso um verdadeiro compêndio tecnológico capaz de gerir em cada instante a energia ótima que as baterias têm que fornecer ao motor face às suas solicitações, ao passo que, simultaneamente, procura recuperar toda e qualquer energia possível, nomeadamente do sistema de regeneração de energia.

A *Formula-e* foi abordada brevemente por se considerar que, o simples facto de esta existir enquanto desporto automóvel de topo, com a prerrogativa “100% elétrico”, é por si só representativo do rumo desta indústria, com especial relevo para a evolução das *BAEs*. Richard Branson, fundador do grupo *Virgin* e da equipa de *Formula-e*, *DS Virgin Racing*, afirmou inclusivamente que espera que todos os carros vendidos em 2030 sejam elétricos, sendo que o mote da sua equipa é que *<<We have to make electric cars a reality as soon as possible>>* [115].

2.3 - Viabilidade e Implementação

Um estudo de viabilidade económica da implementação de um sistema de armazenamento de energia em consumidores domésticos com autoconsumo não poderá, no entanto, basear-se apenas e só na análise das alternativas tecnológicas existentes. Existem outros fatores que irão influenciar fortemente esta viabilidade.

Do ponto de vista da tecnologia não será simplesmente a sua evolução, mas antes a evolução dos seus custos de produção e revenda que afetarão o posicionamento destes sistemas enquanto opção economicamente viável a considerar pelos consumidores. A figura 2.53 explora de que forma essa evolução se poderá dar efetivamente durante os próximos [49].

Essa é uma previsão que aponta ainda para a forte reentrada no mercado das *flow batteries*, que poderão sentir uma alavancagem a partir de 2019. No entanto, ainda que tal venha a verificar-se, as *Li-ion batteries* serão seguramente a tecnologia “de base” nesta nova era do

armazenamento de energia elétrica, ao passo que as *flow batteries* terão de esperar que a evolução da sua implementação consiga efetivamente penetrar no mercado da forma projetada.

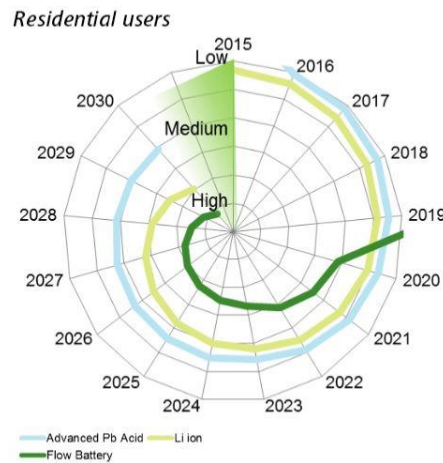


Figura 2.53 - Previsão da evolução dos sistemas de baterias de armazenamento para fins residenciais, retirada de [49]

Assim, durante os próximos 10 a 20 anos, o panorama dos sistemas de armazenamento, nomeadamente para fins residenciais está caracterizado. A figura 2.54 por seu lado, mostra as tecnologias que se encontram em desenvolvimento e que futuramente poderão tomar o lugar das *Li-ion* e *flow batteries*, caso consigam provar-se mais eficientes e os seus custos de produção venham a baixar o suficiente. Nesta, a tecnologia de *metal-air* é uma das mais promissoras ao nível conceptual, sendo, no entanto, a que se encontra mais afastada no horizonte temporal da sua comercialização.

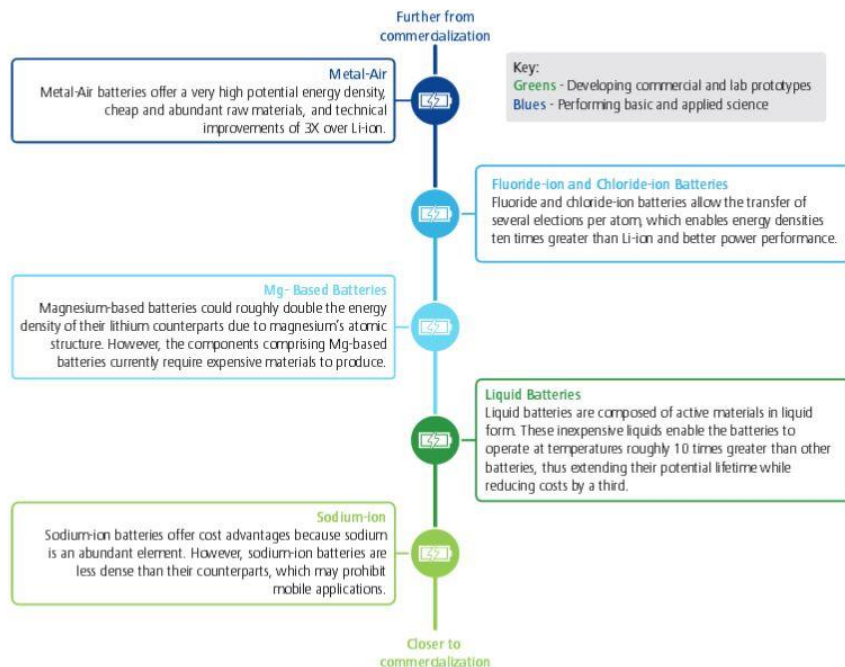


Figura 2.54 - Sistemas de armazenamento em desenvolvimento, retirada de [49]

2.3.1 - Evolução do Mercado

A viabilidade da adoção de sistemas de armazenamento por parte dos consumidores com autoconsumo dependerá essencialmente da capacidade destes sistemas serem propostos a um preço cada vez mais acessível e que as vantagens que estes oferecem sejam capazes de mitigar o investimento necessário no mais curto período de tempo possível.

Como irá então evoluir o preço por kWh? O preço das baterias será tanto mais baixo, quanto maior for a sua aceitação por parte dos consumidores, ou por outro lado, a aposta dos fabricantes no sentido de mostrar como estes sistemas se poderão efetivamente se tornar rentáveis. Existem, portanto, dois grandes fatores que seguirão de “mão-dada” neste sentido, a evolução tecnológica e a produção em série. A primeira, pode ser prevista, mas não é absolutamente controlável, já a segunda, depende em grande parte da vontade dos fabricantes/construtores em promoverem as suas vantagens e transmitirem confiança na sua adoção. A evolução das tecnologias das baterias de armazenamento para os próximos anos, em função nomeadamente da densidade energética, pode ser analisada pela figura 2.55, a qual traça o percurso histórico desde 1860 até ao estado da arte atual. Esta, apresenta informação similar à da figura 2.45, atrás, contudo, numa perspetiva de uso comercial das baterias, não apenas de desenvolvimento tecnológico.

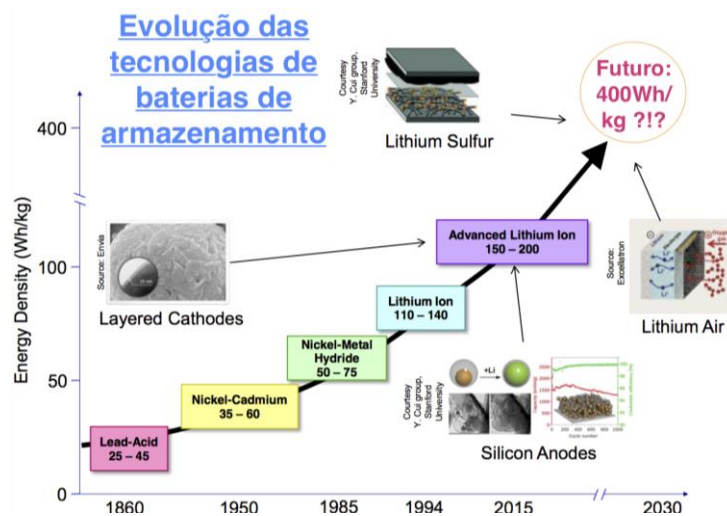


Figura 2.55 - Evolução das tecnologias de BAEs, retirada e editada de [97]

Ainda no que respeita à evolução da tecnologia, a 20 de abril de 2016 a *American Chemical Society (ACS)*, publicou um trabalho que demonstra os resultados obtidos com uma nova abordagem à conceção de uma bateria de lítio. Observou-se que seria possível alcançar ciclos de vida extraordinariamente superiores àqueles possíveis atualmente nos sistemas em comercialização ou utilização. A investigação concluiu que a utilização de *PMMA (polymethyl methacrylate)* como eletrólito em baterias de *LiMnO₂ (Lithium Manganese Dioxide)* consegue aumentar de 2000 a 8000 ciclos para, entre 100000 e 200000 ciclos [67, 68]. Este novo cenário, a traduzir-se nos próximos anos com a sua implementação no mercado, irá com certeza impulsionar fortemente a adoção desta tecnologia, o que por sua vez conduzirá à redução dos preços e, em última análise, numa evolução ainda mais célere do mercado das BAEs.

Também numa publicação de 2016, “*Global EV Outlook*”, a IEA destaca a evolução dos preços das BAEs face à sua densidade energética, como mostra a figura 2.56 [116]

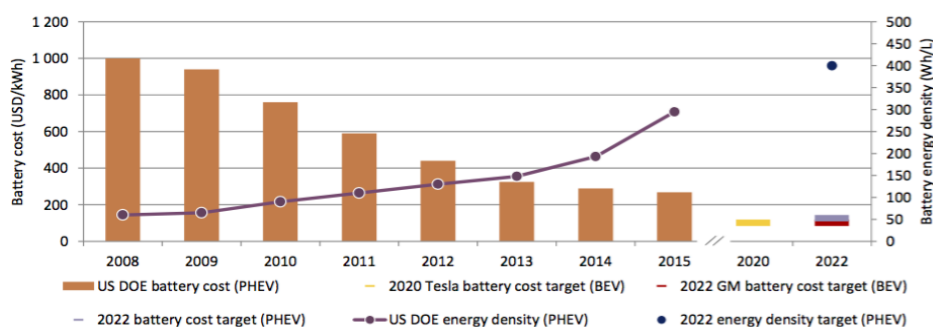


Figura 2.56 - Evolução do preço das BAEs face à sua densidade energética, retirada de [116]

Prevê-se, portanto, que o emergente sector do armazenamento de energia apresente uma evolução de mercado similar à verificada com os painéis fotovoltaicos, sendo expectável uma redução consistente dos preços no decorrer dos próximos 5 anos. Analisando a figura 2.57, que mostra uma previsão da evolução dos preços das diferentes tecnologias de armazenamento para o futuro próximo, é evidente a aposta tomada nas baterias de *Li-ion*, cujo preço baixará aproximadamente três vezes em 6 anos, de 550\$ para 200\$ [68]. Esta redução tão drástica nos preços das baterias de *Li-ion*, com uma queda superior a 50% desde 2010 [69], não se irá deter durante os próximos, especialmente devido à crescente aposta nos veículos elétricos.

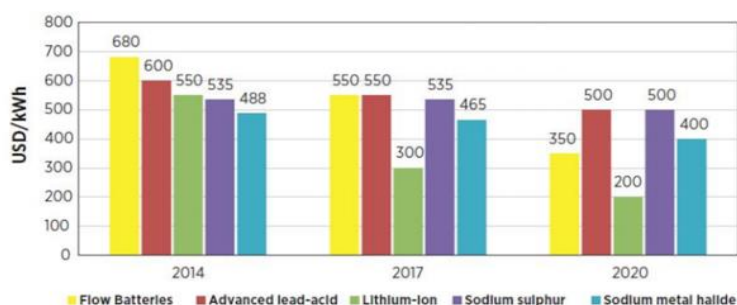


Figura 2.57 - Previsão dos preços em \$/kWh das diferentes tecnologias de baterias, retirada de [68]

A figura 2.58 compara a produção total (em MWh) de baterias de *Li-ion* para automóveis elétricos (*Electrical Vehicles - EVs*), dos 10 maiores produtores mundiais, entre 2014 e 2015 [70, 71]. Facilmente se constata que o maior fabricante de baterias para automóveis é, desde 2014, a *Panasonic*, e a figura 2.58 destaca como esta quase duplicou a sua produção de 2014 para 2015, com cerca de 40% de market share.

A explicação é simples pois a *Panasonic* é o fornecedor das baterias de *Li-ion* instaladas no *Model S* da *Tesla*. A *BYD*, *LG Chem*, *AESC*, *Mitsubishi/GS Yuasa* completam o top 5 dos principais fabricantes, sendo a *LG Chem* e a *AESC* parceiras da *Chevrolet* e da *Nissan* respetivamente. A *Samsung* surge em sexto lugar, procurando aumentar o seu mercado no futuro com a *BMW* e *Fiat* como parceiras. O mercado automóvel e os fabricantes supracitados em particular, com óbvio destaque para a *Tesla*, estão efetivamente a alavancar o desenvolvimento de sistemas mais eficientes de baterias que cumpram os requisitos de grande capacidade de armazenamento e elevada densidade energética e segurança [70].

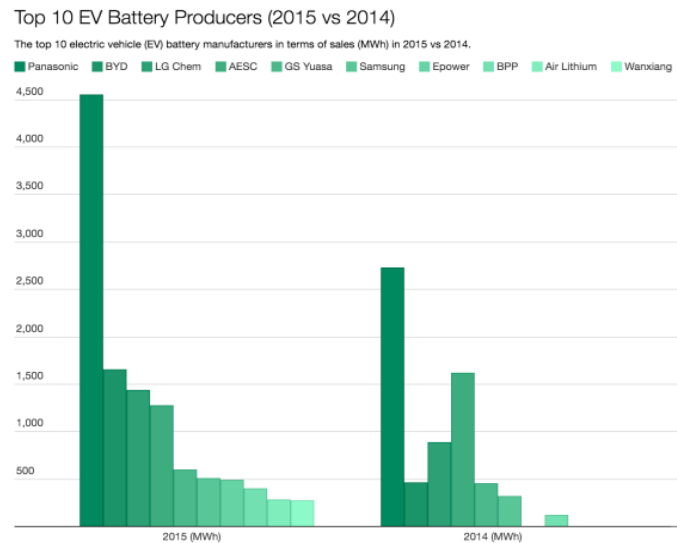


Figura 2.58 - Produção de baterias de *Li-ion* para EVs - 2014 vs 2015, retirada de [70]

A *Tesla* vai mais longe, ao entrar também diretamente no mercado das baterias de armazenamento para consumidores com autoconsumo, com a *Powerwall*. Esta, é proposta numa primeira fase com 7 ou 10 kWh, por 3000\$ ou 3500\$ (atualmente descontinuada por predominância das vendas da versão de 7kWh) respetivamente [63], aos quais acrescem 500\$ de instalação, sendo que, o preço médio de referência no mercado seria de 23429 [70, 72],

Como se referiu atrás, dos atuais 250\$/kWh por bateria, alcançados devido à produção em escala, a *Tesla* traçou a meta de reduzir para 100\$/kWh o preço das baterias de *Li-ion* até 2020 [62]. A *Chevrolet* comprometeu-se a alcançar o mesmo valor um ano mais tarde. Estes desenvolvimentos traduzem-se na massificação da produção, e na entrada de novos fabricantes de automóveis na corrida por uma quota de mercado relevante [70, 73]. A popularidade dos veículos elétricos tem vindo a crescer de forma “frenética” desde 2013, nomeadamente a “reboque” da *Tesla* e do altíssimo impacto e notoriedade que a marca tem vindo a obter, já que virá a ser capaz de suplantar gigantes mundiais como o grupo VW, BMW ou a GM [76]. A figura 2.59 consiste num gráfico que faz uma previsão da evolução do preço de um VE com autonomia de 320km, atualmente à venda nos EUA, até 2035, altura em que, com o aumento das vendas dos mesmos, o preço médio de um VE com esta autonomia será já inferior ao preço do automóvel mais barato à venda no país no presente [74].

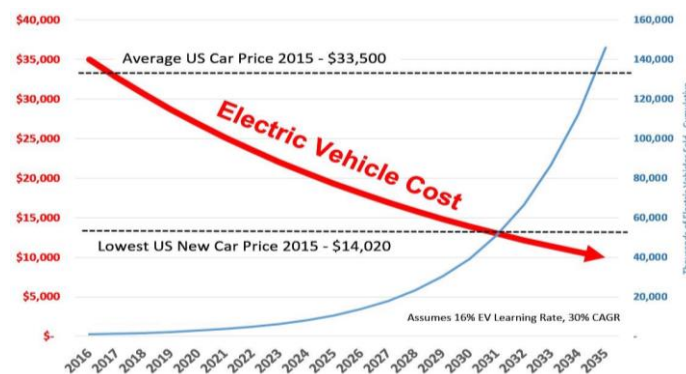


Figura 2.59 - Previsão da evolução do preço dos EVs nos EUA, retirada de [74]

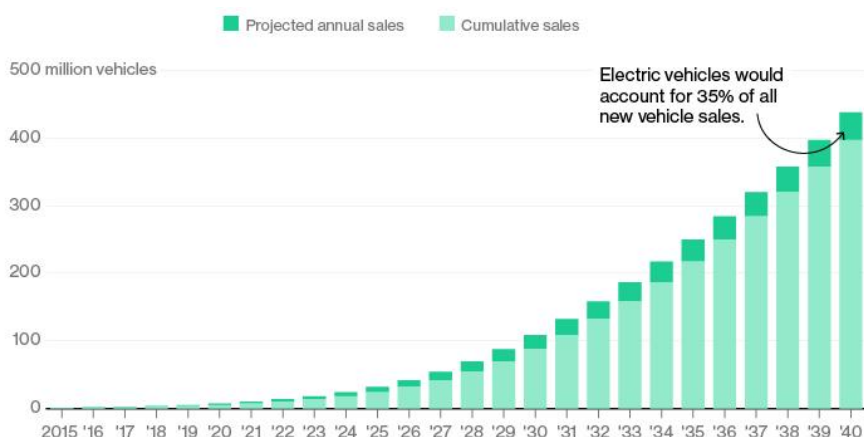


Figura 2.60 - Evolução do mercado automóvel até 2040 e penetração dos EVs, retirada de [75]

A expectativa para 2022 é de que os veículos elétricos custarão aproximadamente o mesmo que os equivalentes a combustão interna, representando em 2040, conforme indica a figura 2.60, cerca de 35% do mercado automóvel global [75]. Por outro lado, a adoção crescente de VEs resultará na evolução no sentido inverso da procura de petróleo para satisfazer as necessidades dos automóveis de combustão interna, culminando no seu futuro domínio do mercado automóvel. Prevê-se assim uma queda na procura de petróleo equivalente a 2 milhões de barris por dia, a partir de 2023 (no cenário mais otimista, da continuação do crescimento do mercado dos veículos elétricos ao ritmo de 60% ao ano), conforme mostra a figura 2.61 [75].

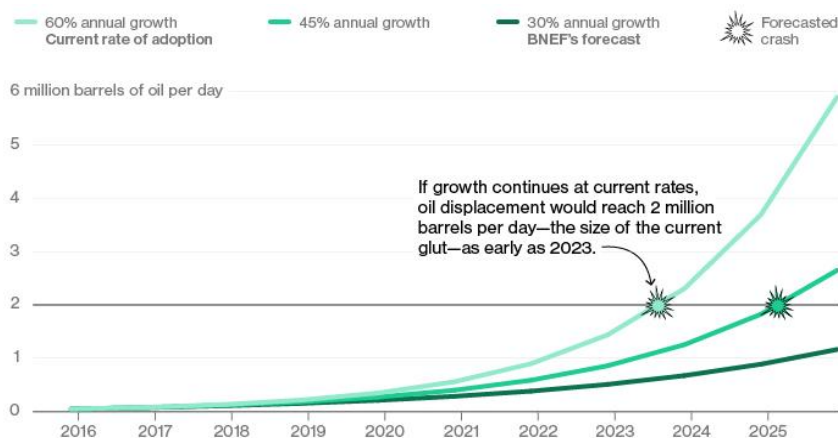


Figura 2.61 - Influência do mercado dos EVs na redução da procura de petróleo, retirada de [75]

A queda de investimento no mercado petrolífero é, de forma análoga, verificada também nos mercados de carvão e gás natural, com decréscimo acentuado entre 2014 e 2015, período durante o qual o investimento no mercado global das renováveis, em contraste, evoluiu positivamente, apesar da volatilidade dos combustíveis fósseis, como mostra a figura 2.62 [100].

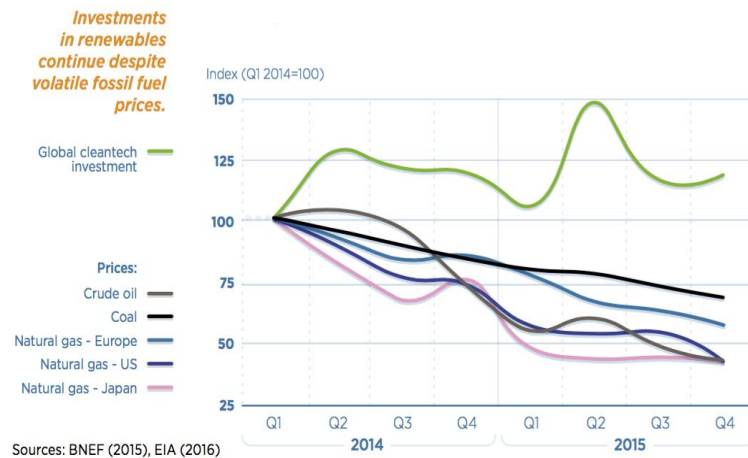


Figura 2.62 - Investimento em renováveis e combustíveis fósseis em contraste, retirada e editada de [100]

Assim, os principais fatores que condicionarão esta evolução serão os incentivos governamentais locais, que baixarão os custos, margens de lucro mais reduzidas por parte dos fabricantes, redução do custo das baterias e, por fim, a vontade e aceitação por parte dos consumidores em pagar inicialmente um pouco mais por um VE [75].

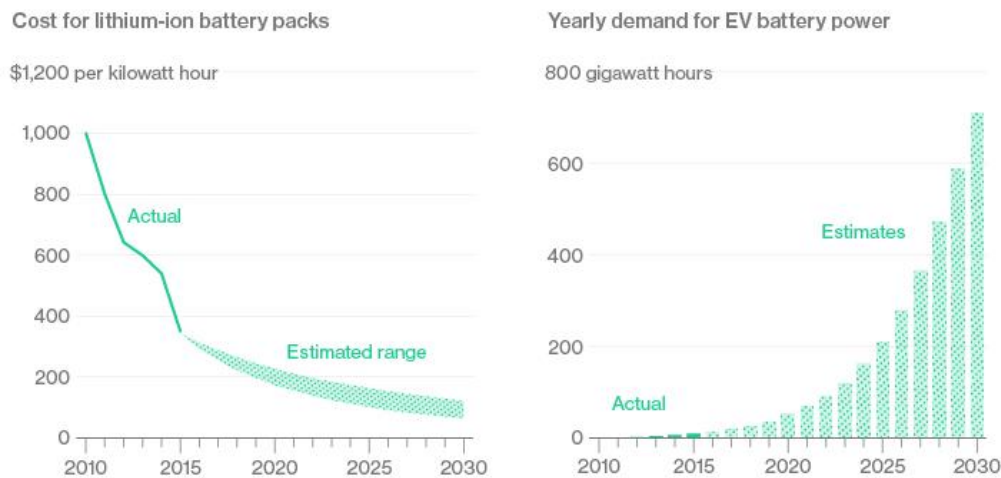


Figura 2.63 - Evolução do preço das baterias de *Li-ion* para o futuro, retirada e editada de [75]

Por fim, quanto à disponibilidade do lítio, nickel, manganésio, cobalto e outros materiais utilizados nas baterias de *Li-ion*, estima-se que por 2030 as baterias comercializadas estarão a utilizar menos de 1% das reservas mundiais de lítio e 4% das de cobalto. Por essa altura novos avanços na química de materiais possivelmente começarão a apresentar novas soluções, tornando as baterias utilizadas mais leves, pequenas e baratas.

A evolução de mercado projetada pela figura 2.63 é suportada pelo estudo da consultora *Bloomberg*, apresentado pela figura 2.64, que destaca o aumento na valorização das ações das companhias de prospeção de lítio entre 2014 e 2016, nomeadamente o crescimento fulgurante das ações da *General Mining Corp Ltd* [105].

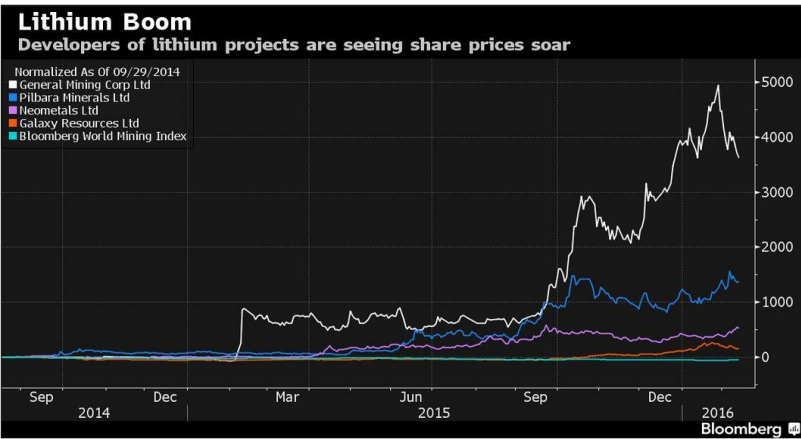


Figura 2.64 - Crescente valorização das ações das companhias extratoras de lítio, retirada de [105]

As figuras 2.65 a 2.67, retiradas da publicação “Global EV Outlook”, de 2016, permitem comparar o destaque que os VEs têm obtido a nível político em Portugal e internacionalmente.

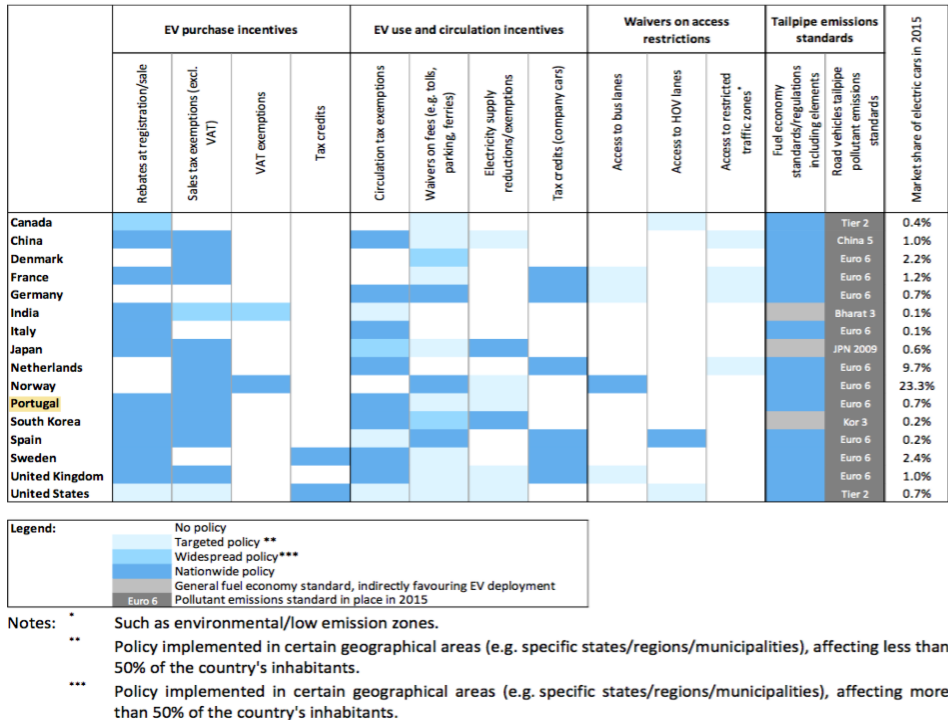


Figura 2.65 - Mecanismos políticos de suporte em 2015, aplicados por diversos países para propulsionar a adoção dos VEs, retirada e editada de [116]

A figura 2.65 foca-se nos mecanismos políticos que procuram incentivar a adoção dos VEs por todo o Mundo, sendo talvez os mais importantes os incentivos na aquisição dos mesmos (descontos comerciais) bem como o contributo efetivo para a redução das emissões poluentes.

A figura 2.66 salienta especialmente os incentivos criados na aquisição de VEs, sejam BEV (Battery Electric Vehicle) ou PHEV (Plug-in Electric Vehicle). Ainda da mesma fonte, a figura 2.67 aponta as metas assumidas por vários países para o ano de 2020, no sentido da “eletrificação” do seu parque automóvel e, obviamente, das emissões poluentes [116].

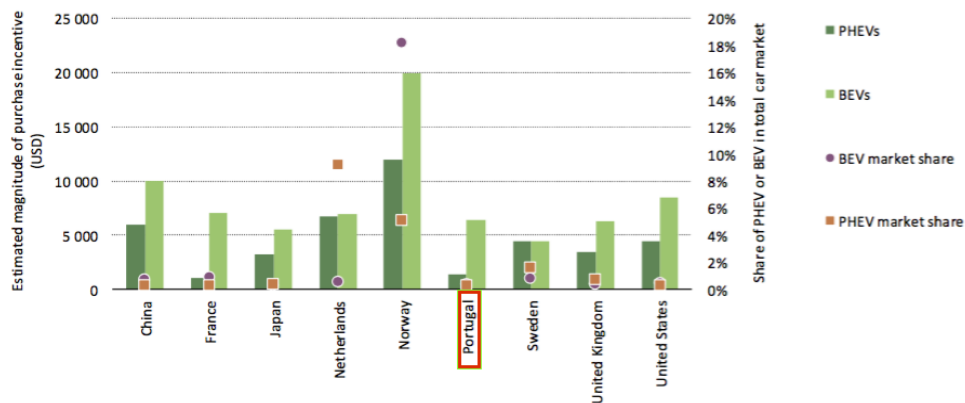


Figura 2.66 - Incentivos na aquisição de VEs e respetiva penetração em Mercado dos BEVs e dos PHEVs em 2015, retirada e editada de [116]

Countries with announced targets to 2020 or later	2015 EV stock (thousand vehicles)	2020 EV stock target (million vehicles)	EV share of all cars sold between 2016 and 2020	EV share in the total 2020 stock	Source
Austria	5.3	0.2	13%	4%	BMVIT, 2012
China*	312.3	4.6	6%	3%	State Council, 2012
Denmark	8.1	0.2	23%	9%	ICCT, 2011
France	54.3	2.0	20%	6%	MEEM, 2011
Germany	49.2	1.0	6%	2%	IA-HEV, 2015
India	6.0	0.3	2%	1%	LBNL, 2014
Ireland	2.0	0.1	8%	3%	SEAI, 2014
Japan	126.4	1.0	4%	2%	METI, 2016
Netherlands**	87.5	0.3	10%	4%	EVI, 2016a
Portugal	2.0	0.2	22%	5%	IA-HEV, 2015
South Korea	4.3	0.2	4%	1%	MOTIE, 2015
Spain	6.0	0.2	3%	1%	MIET, 2015
United Kingdom	49.7	1.6	14%	5%	EC, 2013 and CCC, 2013
United States***	101.0	1.2	6%	2%	IA-HEV, 2015
Total of all markets listed above	814.1	12.9	7%	3%	

Notes: * This target includes 4.3 million cars and 0.3 million taxis and is part of an overall deployment target of 5 million cars, taxis, buses and special vehicles by 2020 (EVI, 2016b).
 ** Estimate based on a 10% market share target by 2020.
 *** Estimate based on the achievement of the 3.3 million EV target announced to 2025 in eight US states. All indicators in this table refer to the eight US states; market share and stock share are assumed to account for 25% of the total US car market and stock.

Figura 2.67 - Metas de quota de VEs, definidas por vários países, retirada e editada de [116]

A análise das figuras 2.65, 2.66 e 2.67, permite a constatação do posicionamento de Portugal neste contexto, em que surge como um dos países com maior empenho e compromisso na abordagem aos VEs, como se pode verificar no destaque que se fez em cada figura aos dados relativos ao país. Portugal é um dos países que possui um incentivo relevante na aquisição de VEs, encontrando-se na linha da frente no compromisso que assumiu quanto à quota de mercado que pretende que os VEs alcancem dentro de 4 anos, em 2020. Estes dados são especialmente importantes uma vez que nenhuma das grandes marcas desta área é originária de Portugal e, como se sabe, a população possui um baixo poder de compra quando comparado com a grande maioria dos restantes países destacados nas referidas figuras. Na figura 2.67, apenas a Dinamarca (país com altíssimo poder de compra) e França (país com grandes marcas automóveis) apresentam metas de quota de mercado dos VEs para 2020, superiores a Portugal.

2.3.1.1 - LCOE, LACE e LCOS

Importa saber de que forma se prevê que o mercado dos sistemas de armazenamento para fins residenciais se irá comportar. Prevê-se que os sistemas de armazenamento possam estar à beira de um “boom” similar ao que as energias renováveis tiveram nos últimos 7 anos [77]. O desenvolvimento de soluções otimizadas para utilização doméstica, deverá acompanhar a tendência de redução dos preços verificada tanto nos painéis solares quanto do preço das baterias para o mercado automóvel.

Tornou-se por isso necessário desenvolver uma métrica que fosse capaz de comparar os custos de produção de energia elétrica pelas diferentes fontes existentes. O *Levelized cost of electricity (LCOE)* é essa medida e representa o custo por kWh de um sistema produtor de energia, sendo obtido pelo quociente entre o custo total envolvido ao longo do ciclo de vida do equipamento, pela energia total por ele produzida durante o mesmo período. *LCOE* deve contabilizar [78, 79, 85]:

- Custos de investimento ou instalação;
- Custos de financiamento e seguro;
- Taxas;
- Custos de operação e manutenção;
- Incentivos;
- Quantidade de eletricidade gerada durante o ciclo de vida do equipamento;
- Retorno projetado do investimento;
- Desvalorização anual;
- Disponibilidade do sistema;
- Análise de sensibilidade;

Estes parâmetros dependem ainda eles próprios de vários fatores, como a localização da instalação ou a carga para a qual o sistema em causa será dimensionado.

A figura 2.68 mostra a evolução do *LCOE* (\$/MWh) dos sistemas fotovoltaicos de produção de energia elétrica [80]. Dada a grande variabilidade de conjeturas que se podem alcançar com os vários sistemas produtores, verificou-se que por vezes o *LCOE* poderia ser algo desajustado como ferramenta de comparação do custo da energia gerada por fontes tão diferentes em circunstâncias também elas tão distintas.



Figura 2.68 - Evolução do *LCOE* para sistemas FV, retirada de [80]

Surgiu assim o “*Levelized Avoided Cost of Electricity*” (*LACE*), que procura informar diretamente sobre a poupança que o sistema conseguirá ao longo do seu ciclo de vida. Esse valor será posteriormente convertido como a poupança anual conseguida. O cálculo do *LACE*

pode ser, no entanto, mais complexo, pelo que para cada projeto deve ser avaliado qual o índice que será mais adequado, nomeadamente pelo facto do LACE informar sobre um potencial retorno pela venda de energia e capacidade de geração [81].

Neste contexto emergiu a necessidade de encontrar um parâmetro capaz de transpor o investimento monetário no sistema de armazenamento para o benefício equivalente que este consegue face à tradicional compra de energia à RESP. A forma de caracterizar o custo nivelado dos sistemas de armazenamento de energia foi o “*Levelized Cost of Storage*” (LCOS) ou “*Levelized Cost of Electricity Stored*” (LCOES), que informa sobre o custo do armazenamento de energia. A figura 2.69 mostra a previsão do LCOE e LCOS face ao preço da eletricidade para os próximos anos na Alemanha [82].

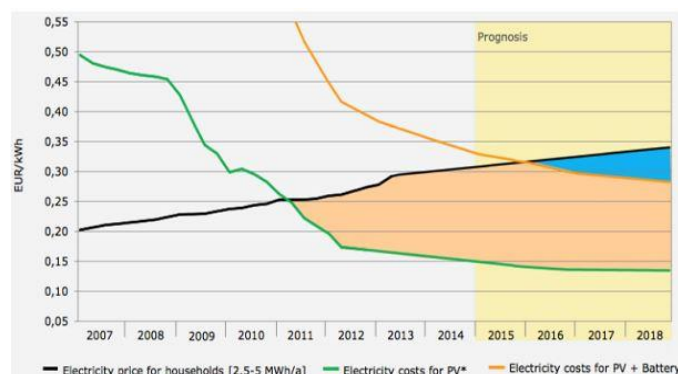


Figura 2.69 - Evolução dos custos de sistema PV e sistema PV+Bateria, até 2018, retirada de [82]

O modelo evolutivo proposto foi desenvolvido supondo um sistema PV (“*photovoltaic*”) de 802kWh, com 100% de financiamento, 6% de taxa de juros, 2% de custos de operação e manutenção e um sistema de armazenamento com 5000 ciclos e 87% de eficiência. Ilustra ainda como os sistemas FV com armazenamento integrado poderão tornar-se cada vez mais competitivos ao longo dos anos. Os preços dos sistemas de *Li-ion* baixaram de 3000€/kWh em 2013 para 2000€/kWh em 2015. Relevante também o facto de, no mesmo período, baterias equivalentes de *Lead-Acid* terem baixado de 1500€/kWh para 1200€/kWh, sendo que cerca de 57% dos sistemas de baterias instalados no país são de *Li-ion* [82].

Battery type	Unsubsidized LCOS/MWh (US\$)	Capital costs/MWh (US\$)	5 year LCOS/MWh with declines (US\$)
Flow battery	373 - 950	662 - 1,387	282 - 642
Lead-Acid	402 - 1,068	682 - 2,072	355 - 842
Li-ion	355 - 686	622 - 1,425	243 - 418
Sodium	379 - 957	611 - 1,751	Not supplied
Zinc	245 - 345	359 - 532	239 - 334

Figura 2.70 - Comparação do LCOS a 5 anos para diferentes tipos de baterias, retirada de [77]

A figura 2.71 compara a evolução dos preços do armazenamento para os 5 principais tipos de baterias até 2020 [77]. No mesmo sentido, a consultora *Lazard’s* redigiu um documento diretamente orientado para o impacto do “*storage*” (armazenamento) nos vários serviços que estes sistemas podem prestar, concretamente na perspetiva da sua viabilidade económica, mais do que a técnica.

Estes resultados corroboram com as previsões de evolução do LCOS para os próximos 5 anos nos *EUA*, apresentando valores similares ao contexto europeu [83, 84]. Analisando a figura 2.71, reitera-se a previsão, já destacada atrás, da crescente viabilidade e versatilidade das baterias de *Li-ion*, para as quais se prevê forte competitividade já para um futuro próximo, com uma redução do preço para metade do atual no decorrer dos próximos 5 anos.

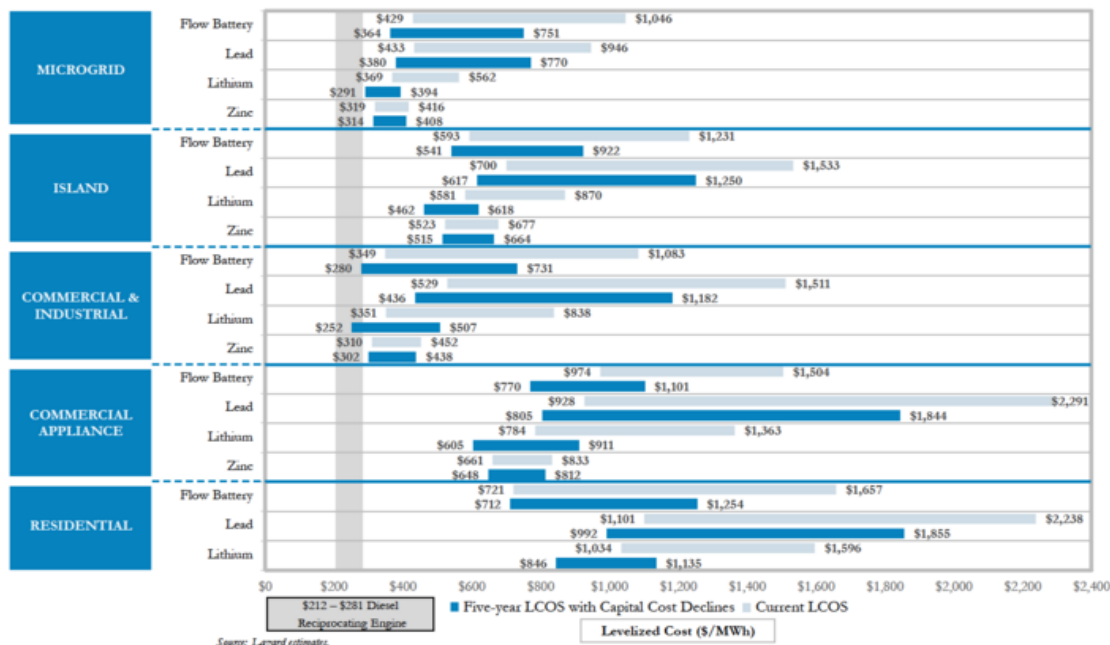


Figura 2.71 - - Comparação de LCOS a 5 anos para diversos fins, incluindo residencial, retirada de [83, 84]

Salienta-se ainda as potencialidades que o armazenamento de energia em baterias de *Li-ion* oferece às redes de serviço público. A redução de custos deverá ser acompanhada por novas políticas governamentais de apoio aos sistemas de armazenamento, nomeadamente com integração na rede elétrica. A evolução dos preços dos diferentes tipos de tecnologias prende-se essencialmente com o grau de maturidade das mesmas, conforme ilustra a figura 2.72.

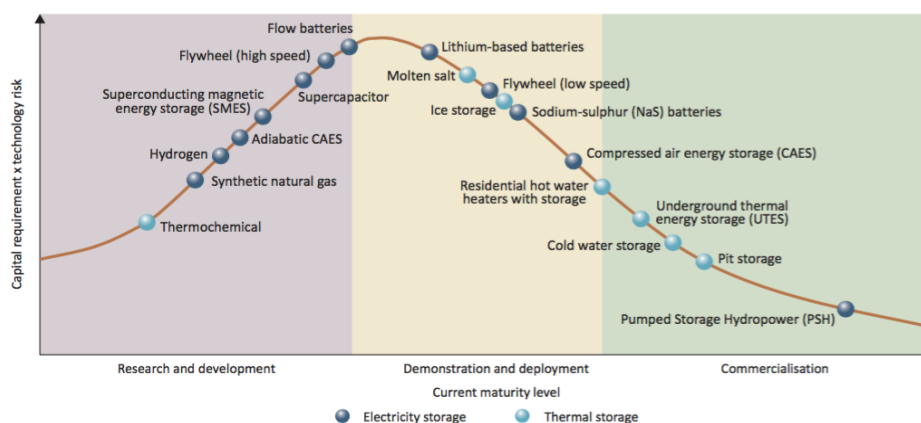


Figura 2.72 - Grau de maturidade das tecnologias de armazenamento, retirada de [101]

A análise da mesma ajuda a compreender em que ponto da curva de desenvolvimento tecnológico se encontram as baterias de *Li-ion*, salientando que já ultrapassaram o ponto de

maior risco da curva característica, pelo que, neste momento o foco passará pelo aperfeiçoamento tecnológico e comercialização. Continuando a verificar-se esta integração, será expectável que a certa altura no futuro, os sistemas de armazenamento conectados à rede consigam oferecer robustez e segurança suficientes para substituírem centrais de base, aumentando a integração das renováveis.

De forma análoga, a figura 2.73 mostra os valores de *LCOE* para os vários aproveitamentos com FVs de produção de energia, comparando-os com os *LCOE* dos sistemas tradicionais térmicos e a gás [77]. Pela sua observação é possível constatar que várias implementações são já viáveis economicamente e que, mesmo os instalados em residências (e sem subsídios) se encontram no limiar de se tornarem lucrativos.

Energy	LCOE/MWh (US\$)	Capital costs/kWh (US\$)
Solar PV – Rooftop residential	184- 300	4,100 – 5,300
Solar PV – Rooftop commercial & industrial	109- 193	2,600 – 3,750
Solar PV – Community	78- 136	2,000 – 2,800
Solar PV – Crystalline utility-scale	46- 70	1,350 – 1,750
Solar PV – Thin film utility-scale	43- 60	1,350 – 1,600
Natural gas reciprocating engine	68- 101	650 – 1,100
Nuclear	97- 136	5,400 – 8,200
Coal	65- 150	3,000 – 8,400

Figura 2.73 - - *LCOE* solar FV vs *LCOE* centrais convencionais, retirada de [77]

Os panoramas projetados para a evolução, nomeadamente do *LCOS*, passam em grande parte, pelo crescente leque de opções de aplicações e serviços a que as *BAEs* podem dar resposta. O *Rocky Mountain Institute (RMI)*, no relatório publicado, intitulado “*The Economics of Battery Storage*” [84], esclarece quais as diversas áreas de aplicação no contexto dos *EUA*. Distingue ainda os serviços para o consumidor, serviços para o “*Independent System Operator (ISO)*” e “*Regional Transmission Organization (RTO)*”, cuja função poderá ser vista analogamente, como a de transmissão e distribuição de energia em média e alta tensão (MT e AT respetivamente), e os serviços de rede, equivalente em Portugal, aos serviços a cargo da rede elétrica nacional (REN).

Na perspetiva do consumidor, destaca-se a possibilidade de aumentar o autoconsumo da energia FV produzida, aumentando consequentemente os níveis de autossuficiência, no sentido também de uma maior eficiência energética. Por outro lado, a capacidade de “*Demand Charge Reduction (DCR)*”, bem como da gestão da contratação de energia *ToU* (associada ao “*peak shift*”) são outras das possibilidades interessantes, como mostra a figura 2.74.

No âmbito da viabilidade económica de sistemas *BAEs* em consumidores domésticos com autoconsumo FV, a versatilidade oferecida pela *ToU* é muito importante por minimizar a compra de eletricidade durante os picos de consumo, altura em que as mesmas se encontram mais elevadas. Estas são estruturadas tipicamente como “*peak*”, “*partial-peak*” e “*off-peak*”, de forma algo análoga aos períodos considerados em Portugal de ponta, cheias e vazio, respetivamente.

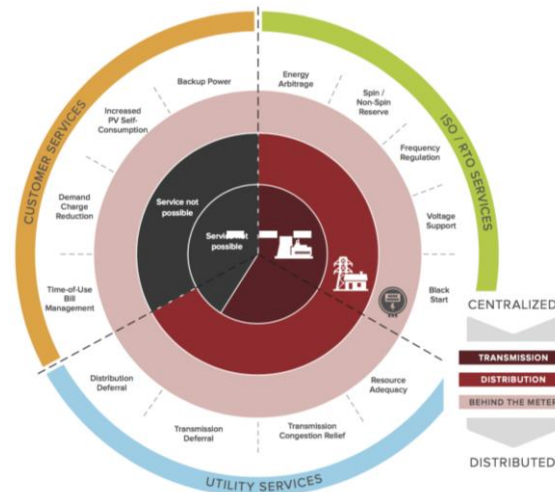


Figura 2.74 - 13 serviços a que os sistemas BAEs podem dar resposta, retirada e editada de [84]

A figura 2.75, produzida pela consultora *Delloite*, reitera o vasto leque de aplicações das BAEs. No “modelo” das *ToU*, a rede envia um “sinal de preço” ao consumidor, o qual ajuda a linearizar os perfis de carga do sistema e a reduzir os seus custos globais [84].

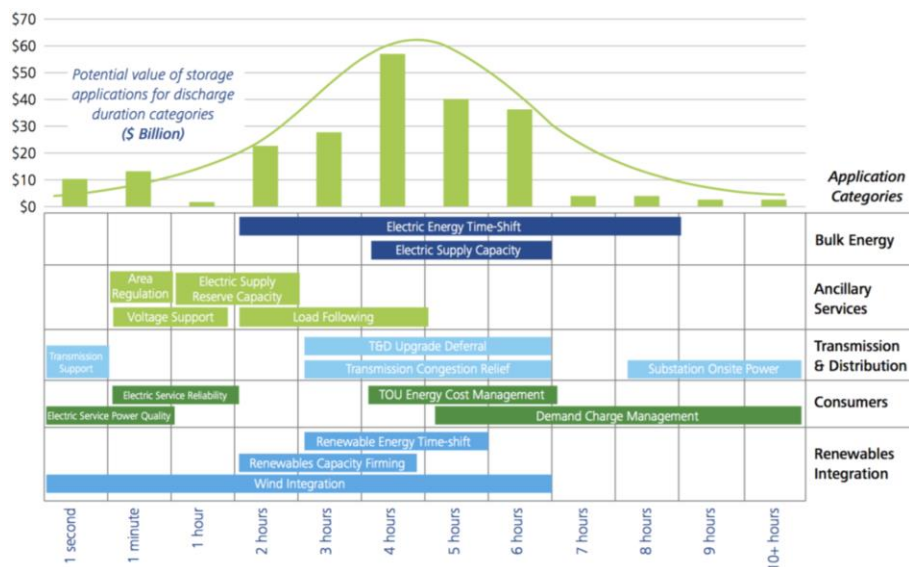


Figura 2.75 - Várias áreas de aplicação para a introdução de BAEs, retirada de [49]

O objetivo das *ToU* é essencialmente, fazer “migrar” o consumo efetivo dos períodos de ponta para os de vazio. Esta deslocação no tempo, dos perfis de consumo pode ser conseguida por meio de pequenas alterações comportamentais consentidas pelos *prosumers* bem como por intermédio de “*smart controls*”. As conclusões expostas pelo *RMI* salientam que, com a integração de sistemas BAEs, é possível alcançar estes resultados, sendo a necessidade de “*comprometer*” os hábitos comportamentais, mas antes, apenas e só pela gestão da pré-carga das baterias nos períodos de vazio e sua descarga nos de ponta. A figura 2.76 mostra como funciona um sistema baseado em tarifas *ToU* e de que forma é possível ajustar e linearizar os perfis de consumo com sistemas BAEs (a azul ilustra-se o perfil de carga original do *prosumer*, sendo a linha cinzenta a que mostra a “migração” do perfil de carga e a linha amarela por fim, a que representa a uniformização do perfil de carga inicial).

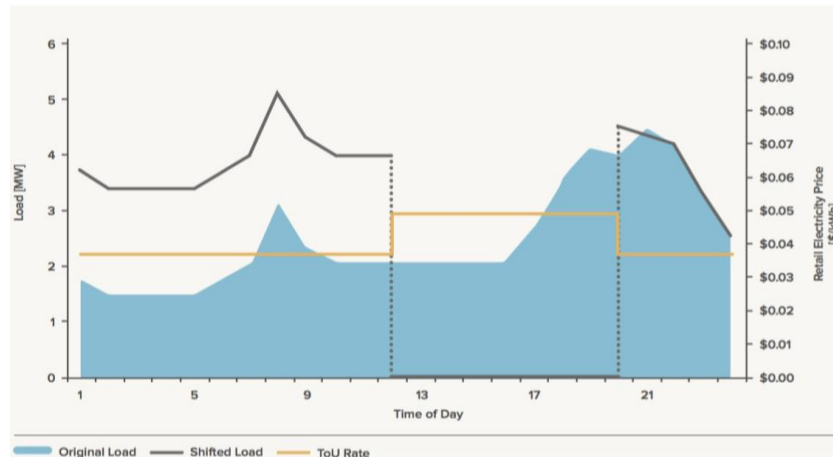


Figura 2.76 - Impacto das *ToU* na linearização do perfil de carga, retirada de [84]

Tal como as *ToU*, também a *DCR* permitir a diminuição quantidade de energia comprada à RESP, nomeadamente durante períodos específicos, aplicável quer a nível residencial como comercial. Dada a grande flexibilidade das BAEs de poderem ser “chamadas” a dar resposta às necessidades das cargas, várias vezes ao dia, contribuindo assim para a gestão mais eficaz e económica dos consumos.

A figura 2.77 ajuda por sua vez, a compreender o funcionamento da *DCR* a par do sistema BAEs, e o seu impacto no diagrama de cargas original, por intermédio de um exemplo elucidativo. Nesta, as barras verde e laranja ilustram o carregamento e descarregamento das BAEs respetivamente, enquanto a linha azul descreve o perfil das cargas com o sistema BAEs integrado e a linha azul tracejada mostra como o perfil se modificaria sem BAEs. A sombreado destaca-se a quantidade de energia produzida pelo sistema FV que é consumida pela instalação, ao passo em que a linha vermelha por seu lado, indica a produção total do mesmo. Por fim, a linha vermelha a tracejado evidencia a quantidade de energia da qual a instalação passa a necessitar após a integração de ambos os sistemas mencionados, uma redução de quase 6kW para menos de 4kW, ou seja, uma poupança de cerca de 20%.

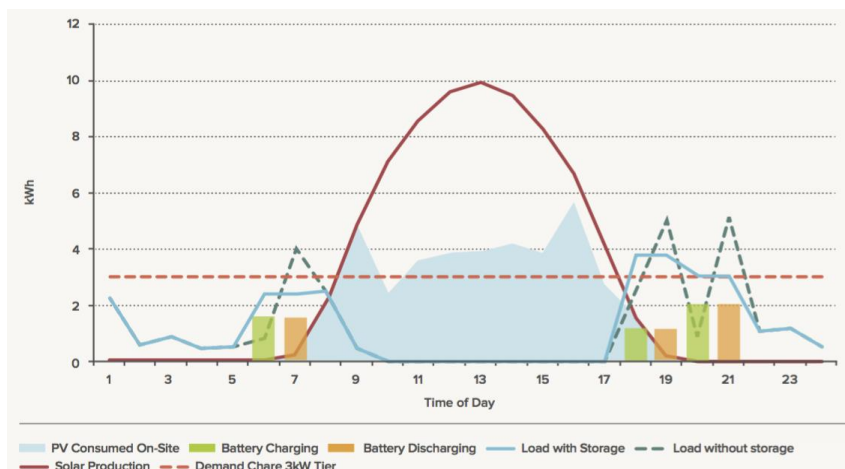


Figura 2.77 - Impacto da *DCR* nas necessidades de compra de energia à RESP, retirada de [84]

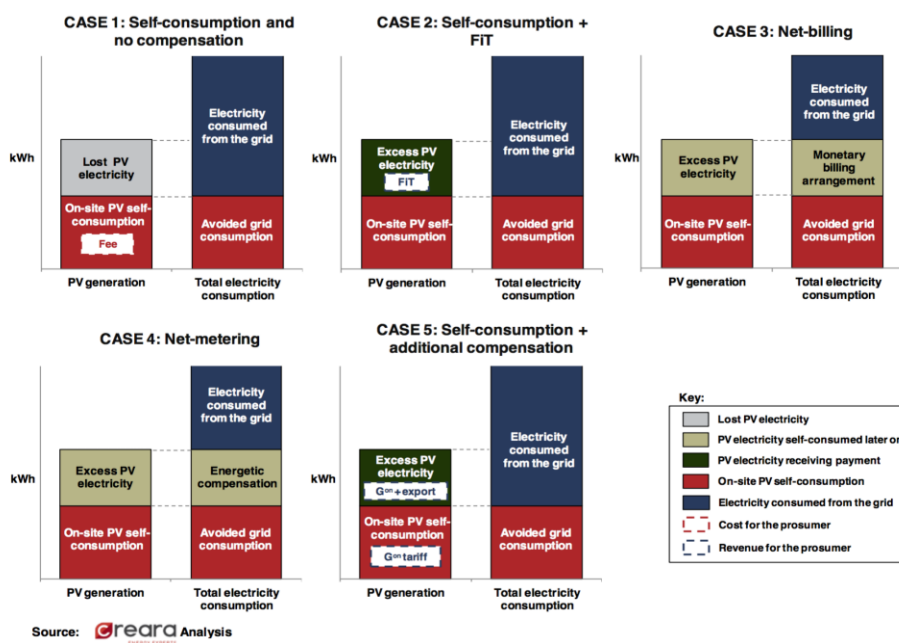
Para além das conclusões referidas, o *RMI* destaca ainda a existência de novos modelos de negócio nesta área, com foco nas potencialidades dos VEs e na bidirecionalidade que os seus sistemas de carregamento podem admitir. Com esta possibilidade, a *DCR* pode ser explorada no sentido de se alcançar a sua capacidade de regulação, nomeadamente em edifícios comerciais. O princípio passa pela compreensão de que os períodos de pico de consumo nestes edifícios, corresponde aos períodos durante os quais os veículos se encontram estacionados nos locais designados. O estudo do “*National Renewable Energy Laboratory*” (*NREL*) [106], citado pelo *RMI* esclarece que os veículos elétricos são mesmo uma alternativa mais eficaz para a *DCR* do que os próprios sistemas estacionários, sendo que cerca de 30 minutos de carregamento dos mesmos é suficiente para conseguir *DCR* e, simultaneamente, os deixar com autonomia suficiente para o percurso de regresso a casa [84].

De igual forma, também a *IEA*, no documento já referenciado [19], reforça as vantagens oferecidas pelos EVs ao nível da “*Demand Side Management*” (*DSM*), salientando que, durante o dia (ou seja, período de geração pelo sistema FV), os EVs ou se encontrarão em utilização ou não terão ficado em casa a carregar a bateria, podendo por isso ser carregados (tipicamente no local de trabalho) com o excedente de produção FV durante o dia. Para tal se tornar viável será por sua vez necessário que o esquema regulatório permita o desenvolvimento de tais mecanismos e incentive efetivamente o autoconsumo, à semelhança do que sucede com os modelos implementados pela *SolarCity*, *Vivint* e *Sunrun* nos *EUA* [19, 107].

2.3.1.2 - Políticas

Panorama internacional de autoconsumo

À luz do estudo dos modelos tarifários aplicados ao autoconsumo no panorama internacional resta aferir qual ou quais poderão ser mais vantajosos na perspetiva do prosumer e sua instalação residencial. A figura 2.78 compara esses modelos. Esta comparação e avaliação de viabilidade é relevante pois o segmento residencial é aquele que sofre maiores dificuldades, nomeadamente pelo facto de um sistema pequeno requerer um investimento proporcionalmente elevado, face ao necessário para sistemas maiores.



Source: *creara* Analysis
Figura 2.78 - - Comparação dos modelos de autoconsumo existentes, retirada de [19]

Para definir um cenário comparativo entre os resultados conseguidos, pelo *prosumer*, em cada modelo, a figura 2.79 arbitra um cenário médio que considera um conjunto de fatores muito relevantes com base no estudo feito sobre os vários modelos [19]. Supõe assim um sistema FV com 3kW, instalado no telhado, recebendo em média uma irradiação anual de 1611 kWh/m².

Parameter	Unit	Value	Comments
Retail rate with taxes			
Peak	EUR/kWh	0,23	-
Off peak	EUR/kWh	0,19	-
Standard	EUR/kWh	0,22	-
Annual fee per meter	EUR	13,00	Meter charge (scenario without PV)
Estimated annual price increase of grid electricity	%	2%	Conservative estimate (the higher the price increase, the better the profitability of the investment for the prosumer)
Annual solar irradiation	kWh/m ² /yr	1 611	
Performance Ratio (PR)	%	0.8	-
Size	kW	3	-
Turnkey cost	EUR/Wp	2	-
Annual degradation rate	%	0,5%	-
Lifetime of the investment	years	30	-
Operating costs	EUR/(kWp.yr)	20	Includes annual O&M and insurance costs (5 Currency Unit/kWp per year)
Tax on insurance	%	6%	Based on average market values
CPI	%	2%	It is assumed that operating costs grow according to the CPI
Inverter replacement	EUR/W	0,26	The inverter is replaced once during the lifetime of the PV system
Financing			
Leverage	%	50%	-
Interest rate	%	7%	A tenure of 10 years is assumed
Discount rate	%	7%/ 5%	Prosumer/ Tax Collector and Electricity Market
kWp/kW ratio	-	1,15	-
Installer margin	%	20%	-
Corporate tax rate	%	30%	-

Figura 2.79 - Análise dos modelos de autoconsumo, retirada de [19]

1. Impacto para o *Prosumer*

Neste contexto, e com as considerações tomadas, o cenário mais lucrativo para o *prosumer* será, sem dúvida, o modelo “Autoconsumo + *Fit*”, que corresponde à situação em que o *LCOE* para a produção FV é mais elevado do que o preço da eletricidade em mercado, ou seja, é atribuído um valor superior à energia autoconsumida. Simultaneamente, o autoconsumo é incentivado pela *Fit* e o *prosumer* vê a eletricidade injetada na rede a ser remunerada a um valor superior ao preço da eletricidade em mercado.

Net-metering é o segundo modelo mais vantajoso, mas apresenta uma grande diferença para o *prosumer*, pois ao contrário do caso anterior, a energia por ele injetada na rede é comprada ao mesmo preço do preço de mercado. Os sistemas de *net-billing* e de “apenas *Fit*” seguem-se, com resultados marginalmente idênticos do ponto de vista do *prosumer*, em que o primeiro depende do valor dado aos “*cash flows*” e não de energia, sendo que a porção desta que é injetada na rede é comprada a um valor inferior ao de mercado, enquanto, no caso das *Fit*, a rentabilidade dependerá essencialmente do valor atribuído à tarifa *Fit* e ao *LCOE* da produção FV. A figura 2.80 compara os resultados dos diferentes cenários considerados.

O cenário que resulta definitivamente menos proveitoso para o *prosumer* e que acaba sendo possivelmente o maior “travão” do ponto de vista do consumidor na sua integração no mercado como *prosumer*, é o sistema de autoconsumo com restrições. Neste, não só não existe qualquer compensação pelo excesso de energia produzida e injetada na rede como o *prosumer* ainda é obrigado a suportar uma taxa por kWh produzido. A única forma que o *prosumer* tem para obter

retorno pelo seu investimento é apenas e só, por meio da redução de consumo da rede e aumento da autossuficiência com o autoconsumo da energia produzida pelo sistema FV.

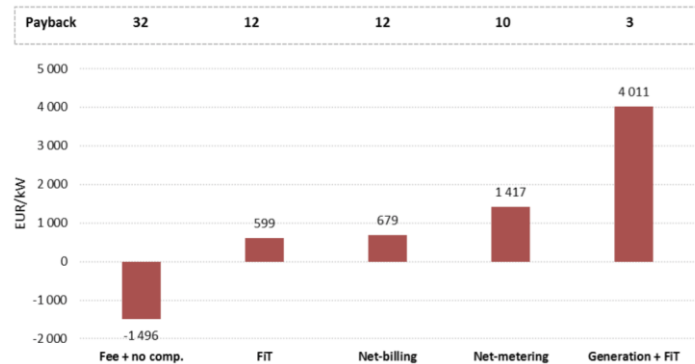


Figura 2.80 - Rentabilidade dos modelos para o *prosumer*, retirada de [19]

A figura 2.81 mostram o impacto financeiro para o *prosumer* nos dois cenários, o mais prejudicial e de seguida o que oferece maior incentivo, na ótica do período de tempo necessário para haver retorno pelo investimento feito. Como se poderá verificar, o melhor modelo consegue o retorno do capital 10 vezes mais rápido (3 anos face a 32 anos) [19].

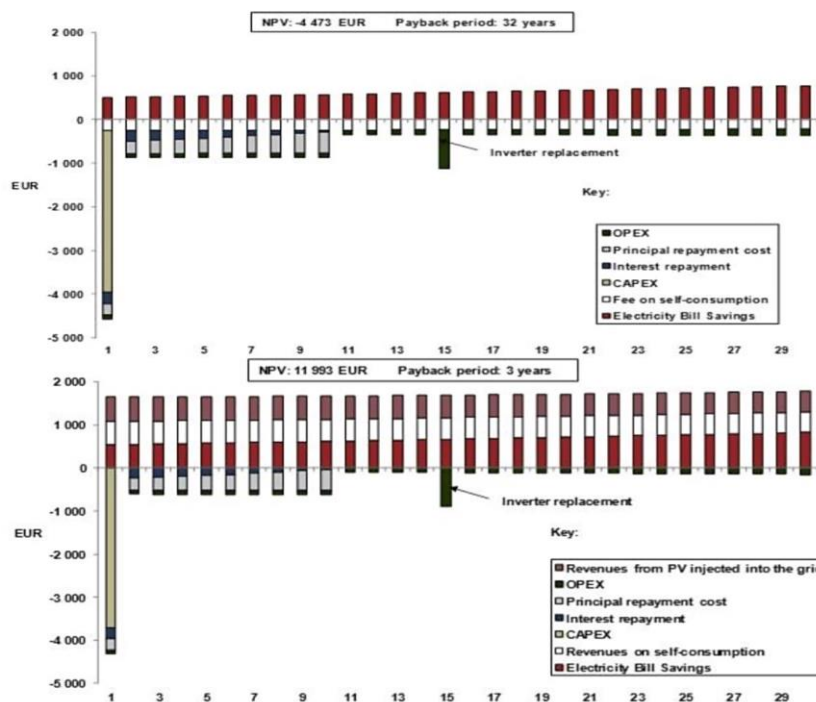


Figura 2.81 - Pior e melhor cenários de autoconsumo para o *prosumer*, retirada de [19]

2. Grid Parity

O autoconsumo de eletricidade faz sentido se o *prosumer* considerar que o investimento necessário o fará pagar menos pela eletricidade que consome comparativamente ao que paga habitualmente à rede, num horizonte temporal que lhe pareça razoável. Antes de atingir este ponto de retorno do investimento, o *prosumer* precisará de incentivos financeiros.

“Grid-parity” é assim o momento em que o *LCOE* da produção FV se torna inferior ao preço de venda da eletricidade da rede. Caso existam taxas ou custos fixos de rede a pagar em qualquer caso, o *LCOE* da produção FV terá que baixar ainda mais para compensar essa despesa

e só aí poderá efetivamente ser alcançada a paridade com a rede. Da mesma forma, no contexto da injeção e subsequente venda de energia à rede, esta é tipicamente adquirida pela mesma a um valor inferior ao de mercado, pelo que, também aqui haverá necessidade de reduzir mais uma vez o *LCOE* da produção FV para tornar a compensar [86].

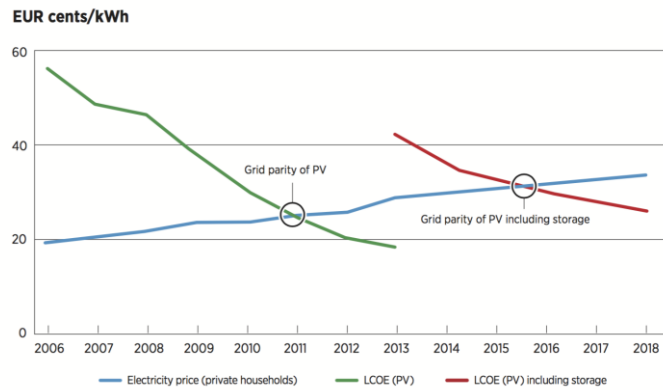


Figura 2.82 - Evolução necessária para se alcançar a *Grid-Parity*, retirada de [86]

Mas não é só, devido ao carácter variável da produção de energia pelos sistemas FV (pela irradiação que de uma forma ou outra, atinge efetivamente os módulos solares), o *LCOE* FV apenas poderá considerar de facto a porção de energia que pode ser compensada. Para se tornar cada vez mais competitiva a produção FV, o mercado terá que evoluir, requerendo essa evolução, da alteração do panorama político e regulatório atualmente existente, como ilustra a figura 2.83.

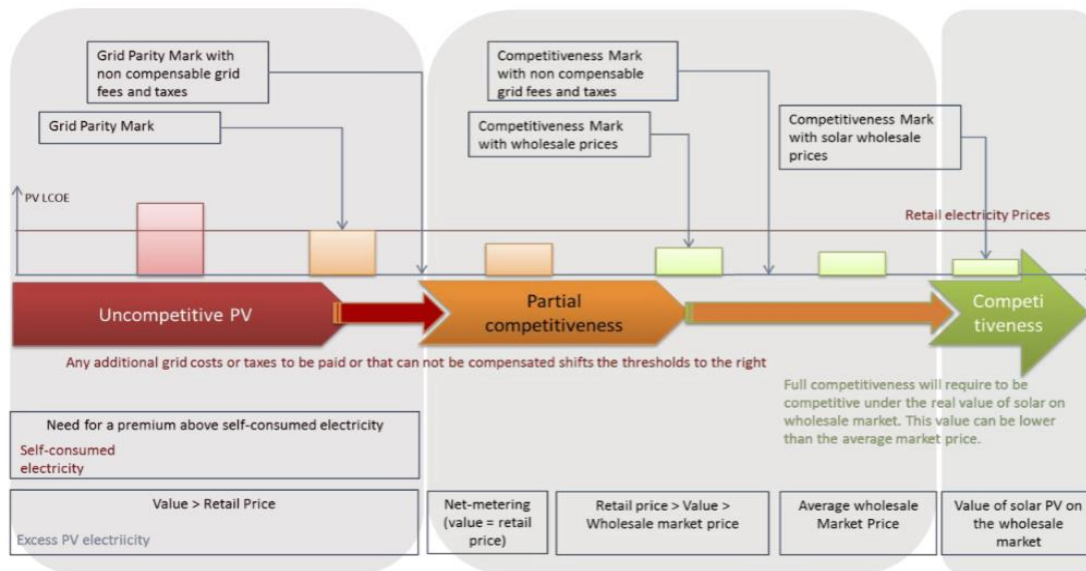


Figura 2.83 - *Grid parity - market evolution*, retirada de [86]

3. “Conclusões”

Essencialmente, pela análise desenvolvida do panorama mundial de autoconsumo, o que se conclui, essencialmente, é que quanto mais o *LCOE* da produção FV baixar, mais opções estarão disponíveis quer para o *prosumer*, quer mesmo para o regulador.

Quanto menor se tornar o *LCOE*, mais fácil será para a rede recuperar os seus custos de operação e manutenção, e neste caso, esta também terá maior disponibilidade para pagar uma *Fit* cada vez maior ao *prosumer* pelo excesso de energia que este injeta na rede.

Tiram-se assim certas elações sobre os diferentes esquemas existentes. *Net-metering* surge como um esquema temporário que não incentiva verdadeiramente o *prosumer* mesmo quando o *LCOE* baixa. Em qualquer dos cenários, torna-se evidente que um aproveitamento ótimo do sistema FV, preferencialmente a 100% de autoconsumo é o melhor ponto de partida para o tornar efetivamente rentável. *DSM (Demand Side Management)* aparenta ser a solução mais lógica para permitir ao *prosumer* aumentar a sua percentagem de autoconsumo, pela gestão do mesmo ou por meio de introdução de armazenamento de energia. Por forma a uniformizar em certa medida o panorama mundial do autoconsumo, a procura por uma solução global deve ser desenvolvida, e não passa pelo aumento de taxas e custos de rede importados ao *prosumer*, nomeadamente pelos vários estudos publicados que destacam os benefícios reais da integração do autoconsumo na rede [19].

A figura 2.84 esclarece como se encontra o mercado mundial caracterizado, na perspetiva da sua maturidade, e qual é o “caminho” certo para o seu futuro desenvolvimento.

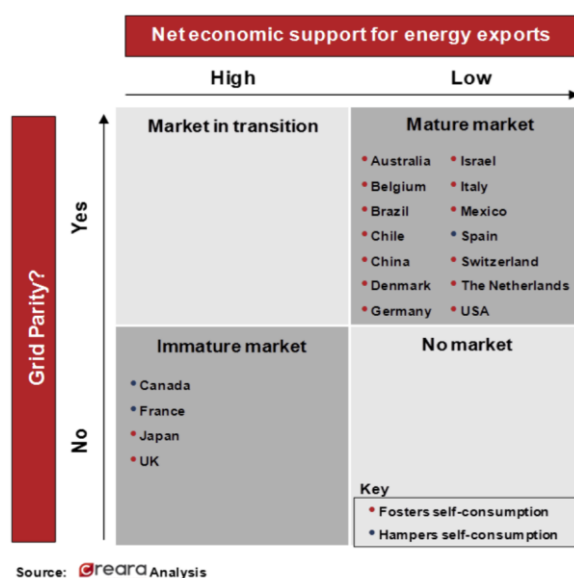


Figura 2.84 - Estado dos mercados - Paradigma atual, retirada de [19]

Panorama nacional de autoconsumo

Em Portugal, a estrutura tarifária segue um modelo similar há alguns anos, explicitada em síntese pela figura 2.85, que informa esquematicamente a estrutura que dá origem às tarifas de acesso, estabelecidas no Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (RTSE) com o intuito de preservar a transparência, equilíbrio económico e qualidade do fornecimento de energia.

A garantia da inexistência de subsídios cruzados nas Tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) e nas Tarifas de Acesso (TA) impõe que as tarifas sejam determinadas de forma aditiva. Para que cada cliente pague na medida dos custos que causa no sistema, torna-se necessário que a tarifa que lhe é aplicada seja composta pelas tarifas por atividade que, por sua vez, são determinadas com base nos diferentes custos por atividade. As tarifas são estabelecidas por forma a proporcionar a cada atividade um montante de proveitos calculados de acordo com as fórmulas constantes no RTSE.

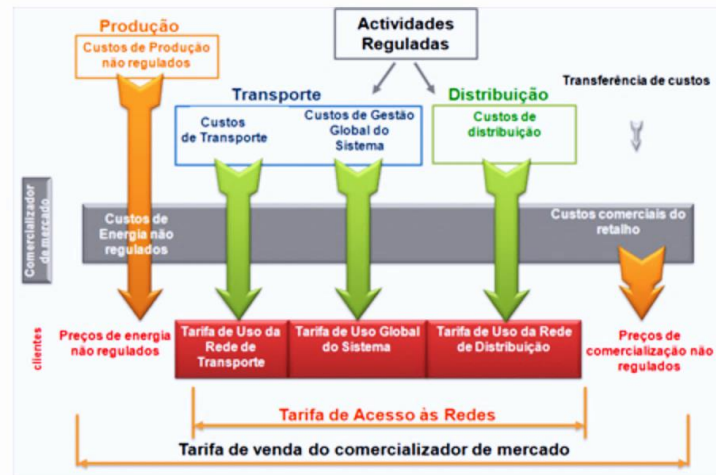
Aditividade Tarifária: Tarifas de Acesso

Figura 2.85 - Tarifas de Acesso, retirada de [87]

As TA são pagas por todos os consumidores de energia elétrica, dos vários níveis de tensão, e incluem as Tarifas de Uso Global do Sistema (TUGS), de Uso da Rede de Transporte (TURT) e de Uso da Rede de Distribuição (TURD), bem como as Tarifas de Comercialização (TC).

A figura 2.86, publicada e disponibilizada pela ERSE [90] este ano, mostra a evolução dos preços das TA, para os diferentes níveis de tensão (MAT, AT, MT, BTE e BTN) desde 1999 até ao presente ano de 2016. Como se pode verificar, à exceção da queda nos preços em 2009, estes têm vindo a subir ano após ano, mais consistentemente a partir de 2012 e com maior impacto para os consumidores em BT, nomeadamente em BTN.

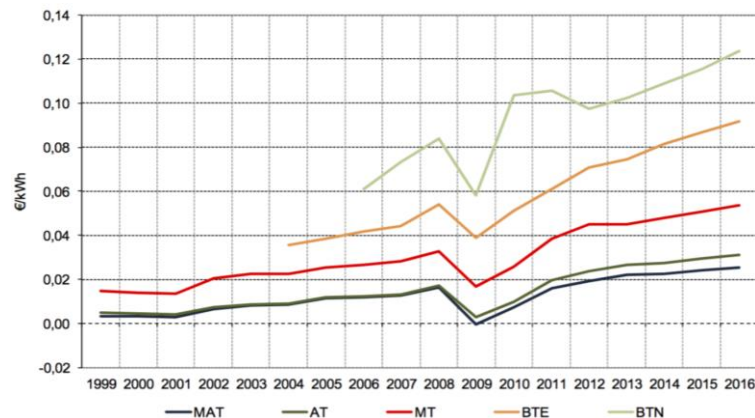


Figura 2.86 - Evolução das TA até ao presente, retirada de [90]

Os clientes que escolherem o seu comercializador no mercado livre pagam as TA e negociam livremente os preços de fornecimento de energia e de comercialização com o seu comercializador, conforme esclarece a figura 2.87 [87].

Aditividade Tarifária: Tarifas de Venda a Clientes Finais

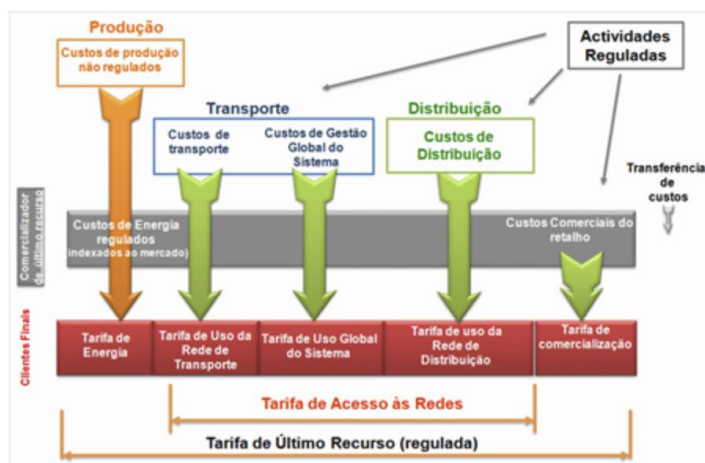


Figura 2.87 - Tarifas de Venda a Clientes Finais, retirada de [87]

As TVCF aplicadas pelo Comercializador de Último Recurso (CUR), aos seus clientes são calculadas a partir das tarifas por atividade incluídas no “acesso às redes”, adicionadas às tarifas reguladas de energia e de comercialização. Estas tarifas reguladas são por fim, aprovadas pela ERSE no final de cada ano, para tomarem efeito no ano seguinte [87].

Contudo, existem ainda outros custos a considerar, nomeadamente os “Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral”, tipicamente referidos como Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) e, logicamente a componente relativa à energia efetivamente consumida em determinada instalação.

Preços Eletricidade

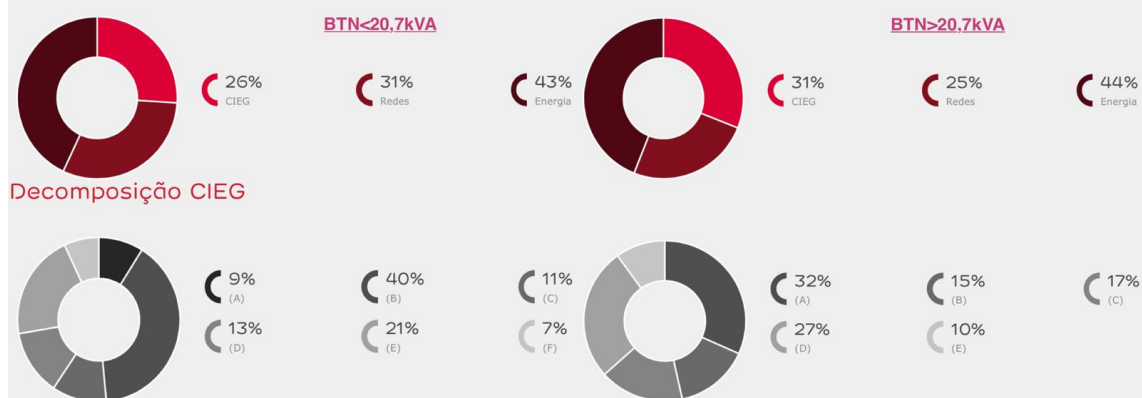


Figura 2.88 - Decomposição dos preços de eletricidade e dos CIEG para BTN, à esquerda para níveis inferiores ou iguais a 20,7kVA e à direita acima desse valor, retirada e editada de [102]

A) Sobrecusto do custo da Produção em Regime Especial (PRE) de energia renovável; B) Sobrecusto do custo da Produção em Regime Ordinário (PRO); C) Sobrecusto do custo da Produção em Regime Especial; D) Sobrecusto das regiões autónomas; E) Rendias pagas aos Municípios; F) Outros custos

A figura 2.88 mostra a decomposição dos preços da eletricidade e dos CIEG para BTN (até 20,7kVA à esquerda e acima desse valor à direita). No que respeita aos CIEG, salienta-se quer a sua elevada contribuição na formação dos preços da eletricidade, quer as várias parcelas que os compõem. De facto, é notável que para os clientes em BTN, quer até 20,7kVA, quer com mais de 20,7kVA, os CIEG representem 26% e 31% respetivamente, da sua fatura da eletricidade.

Estes, têm inclusivamente vindo a aumentar, conforme revela a própria ERSE [90], com a figura 2.89. O aumento de parcelas que compõem a fatura de eletricidade imputada ao consumidor, como os CIEG, bem como custos associados à manutenção e operação das redes de transporte e distribuição é um fator, por si só, que contribui e continuará a contribuir para a aproximação do *LCOE*.

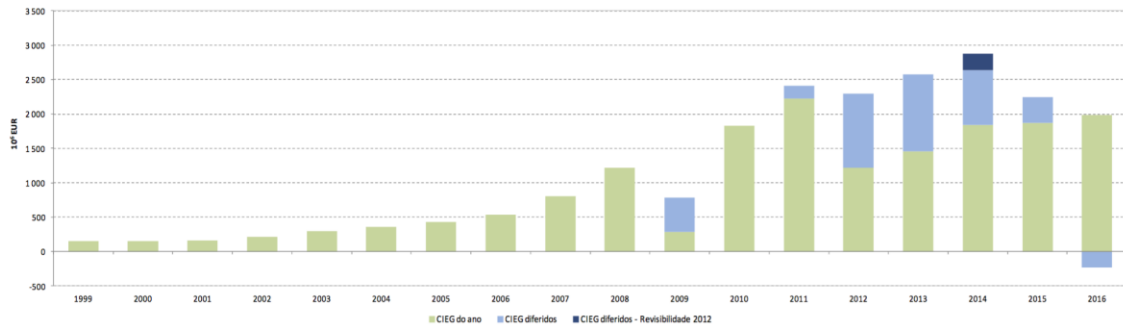


Figura 2.89 - - Evolução dos CIEG desde 1999 até ao presente, retirada de [90]

Retornando ao enquadramento nacional, do ponto de vista económico, importa quantificar efetivamente de que forma o prosumer pode prever o abatimento futuro do seu investimento numa UPAC instalada em Portugal. A figura 2.90 ilustra esse enquadramento e o perfil remuneratório em vigor, com dois exemplos, para micro e miniprodução, respetivamente [7].

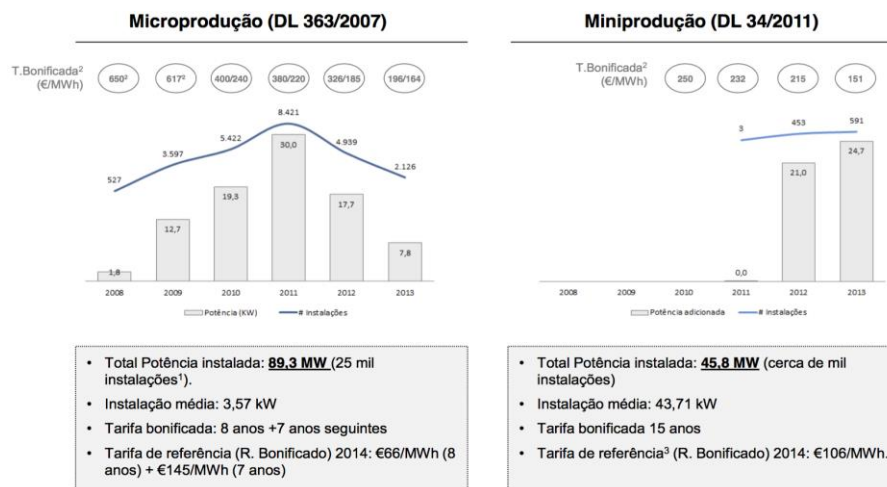


Figura 2.90 - Exemplos de remuneração, retirada de [7]

Esta, ilustra um sistema ainda pouco democrático que representam apenas um incentivo “simbólico” ao prosumer [7, 8]. No que respeita à efetiva remuneração a que o novo regime de produção distribuída obriga a RESP, pela energia nela injetada pelas UPACs, esta é calculada a partir da expressão:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (1)$$

- O excedente de produção instantânea de uma UPAC injetado na RESP é remunerado ao preço do *pool* do mercado ibérico, reduzido de 10% para compensar os custos associados a essa mesma injeção.

- Uma UPAC renovável com potencia inferior a 1MW, tem a opção de vender a energia ao CUR, mediante contratualização pré-estabelecida por períodos de 5 a 10 anos, caso contrário, por via de contratos bilaterais.
- A energia autoconsumida pode beneficiar da transação futura de garantias de origem (associadas a certificados verdes e certificados brancos), contudo, a energia injetada não.
- O regime de faturação pode ser dilatado no tempo por forma a agilizar procedimentos administrativos.

Se o preço do pool for inferior ao LCOE², o *payback* para a UPAC será mais célere, como mostra a figura 2.91.

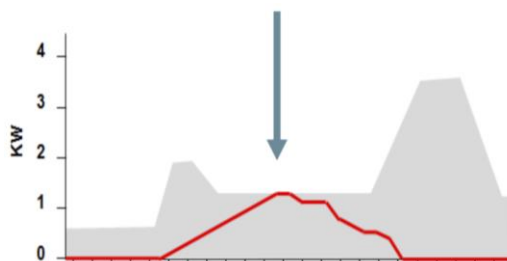


Figura 2.91 - - Relação entre preço “pool” e o *payback* da UPAC, retirada e editada de [7]

A aplicação da fórmula de cálculo referida acompanha por isso a evolução do preço da eletricidade em Portugal, tendo este oscilado entre os 50.8 €/MWh em 2011 e os 40.5 €/MWh em 2014 (tendo-se mantido em torno dos 50€/MWh em 2015 e encontrando-se a valores novamente inferiores desde o início do ano corrente).

Apesar da consideração deste incentivo, o *prosumer* tem também obrigações, tal como se verificou com a análise feita aos enquadramentos legais existentes em outros países. Este tem que pagar uma compensação ao sistema caso a sua instalação apresente uma potencia superior a 1.5 kW, por forma a permitir à RESP recuperar uma parcela dos CIEG na TUGS.

Existe uma atenuante que prevê que tal obrigação apenas toma efeito a partir do momento em que a “representatividade” das UPAC exceda 1% da potencia total instalada no sistema elétrico nacional (SEM). Quando tal acontecer, o enquadramento prevê o pagamento de:

- 30% dos CIEG -> enquanto a potencia acumulada de UPAC instaladas não exceder 3% do total da potencia instalada no sistema.
- 50% dos CIEG -> a partir do momento em que o cenário anterior deixe de se verificar.

Esta compensação será mensal e fixada ao início da exploração da UPAC, vigorando pelos 10 anos seguintes e incidindo sobre a potencia instalada da mesma. Será apurada pelo ORD (Operador da Rede de Distribuição) e faturada pelo CUR, através da aplicação da fórmula:

$$CUPAC,m = PUPAC \times VCIEG,t \times Kt \quad (2)$$

Face a estas determinações, importa compreender como são calculados as parcelas que compõem a expressão. Assim, o primeiro termo, P_{UPAC} , é o valor correspondente à potencia instalada da UPAC. Por sua vez, o termo K_t , é um valor sob a forma de percentagem, que assumirá 0, 30 ou 50% de acordo com a penetração da potencia total instalada das UPACs no SEN, conforme caracterizado atrás. Por fim, o termo mais complexo será $VCIEG,t$, obtido por:

$$VCIEG,t = \sum_{n=0}^2 (CIEG^P i_{(t-n)}) * \frac{1}{3} + \sum_{n=0}^2 (CIEG^e i_{(t-n)}) * \frac{1}{3} * \frac{1500}{12} \quad (3)$$

Com base neste sistema, o governo português explicitou por meio da figura 2.92, o cálculo da compensação mensal, para o ano de 2014, a pagar por UPAC no cenário da capacidade total de UPACs ultrapassar o limite de 3% do SEN (540 MW).

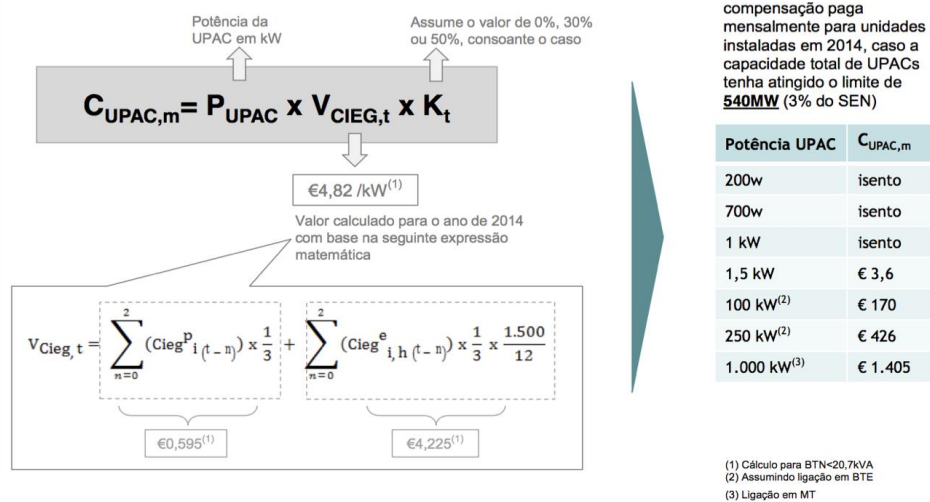


Figura 2.92 - Exemplo de cálculo da Compensação à RESP, retirada de [7]

A regulamentação a que uma UPAC se encontra afeta não termina nesta compensação, existindo ainda a obrigação de contagem e de licenciamento.

A primeira provém essencialmente do próprio comprometimento que Portugal tomou com o estabelecimento de metas de produção renovável já para 2020 bem como com a preparação para a implementação de “Garantias de Origem” (das quais as UPACs virão a beneficiar). A contagem permite também o acompanhamento da produção efetuada ao abrigo do novo regulamento, conforme descrito, possibilitando por sua vez melhorias futuras na legislação.

Estas determinações são válidas e obrigatórias para qualquer UPAC com potencia superior a 1.5 kW, na qual a instalação de consumo se encontre ligada à RESP. A contagem da energia fornecida pela UPAC à RESP e da energia adquirida ao comercializador pode ser realizada por contador bidirecional [88].

No que respeita ao processo de licenciamento, este inicia-se pelo pedido de registo via plataforma eletrónica no site do SERUP [98], gerido pela DGEG [99] (ou entidade à qual tais competências tenham sido delegadas). Para potências inferiores a 200W não há necessidade de registo, enquanto que para instalações com potências compreendidas entre esse valor e 1.5kW, ligadas à RESP, ou outra, cuja instalação de consumo não se encontre ligada à RESP (em “ilha”), apenas necessitam de prestar uma comunicação prévia de exploração (registo simplificado sem intervenção do DGEG). Por fim, para UPACs com potências superiores a 1MW, a legislação em vigor requer licença de produção e de exploração, sendo a obtenção de registo concretizada ao abrigo dos termos impostos pela portaria n°14/2015 [7, 8].

A figura seguinte sintetiza o que já foi referido atrás sobre o contexto das UPACs em Portugal (Novembro de 2015), pela Ordem dos Engenheiros (OE), no que concerne às etapas do processo de licenciamento das mesmas e da adesão que estes sistemas têm vindo a ter [8].



Figura 2.93 - Processo de Licenciamento de uma UPAC, imagem retirada e compilada de [8]

A figura 2.94 contextualiza a evolução da produção distribuída em Portugal desde 2008, nas suas várias vertentes. Verifica-se que a sua projeção no mercado viu grandes oscilações ao longo dos últimos anos tendo, no entanto, terminado em alta no último ano, nomeadamente no que respeita a UPACs.

No sentido de ajudar a perceber a viabilidade económica da instalação de uma UPAC, do ponto de vista do prosumer, podem considerar-se dois cenários distintos de potência instalada da UPAC, de 1kW e 2kW, num consumidor residencial de 10.35 kW de potência contratada, como mostra a figura 2.95.

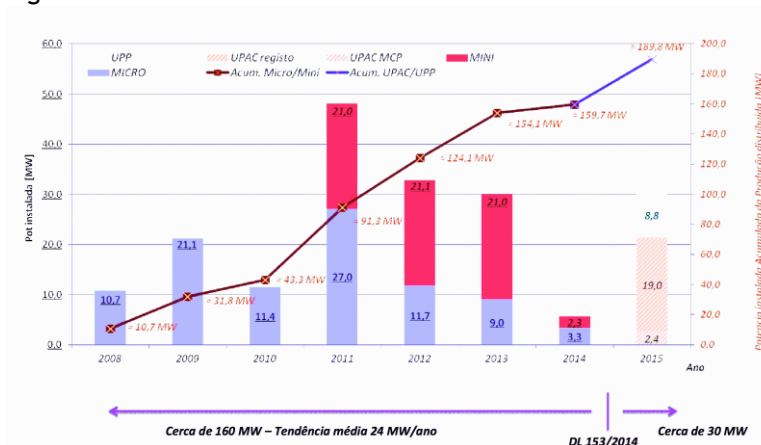


Figura 2.94 - Ponto de situação da Produção Distribuída, retirada e editada de [8, 112]

	<200w	200-1500 W	1,5k W – 1MW	> 1MW	"em ilha"
Registo	-	Mera comunicação prévia	Controlo Prévio / Cert. Exploração	Licença de Exploração	Mera comunicação prévia
Taxas Registo	-	isento	✓	✓ aplicável ao respectivo regime	Isento
Equipamento de Contagem	-	-	Sim. Com Telecontagem	Sim. Com Telecontagem	-
Remuneração excedente ("Pool")	- (apenas se existir registo)	- (apenas se existir registo)	✓	- (Terá de ser definida com contraparte)	-
PPA	- (CUR caso exista registo)	- (CUR caso exista registo)	CUR	Outro	-
Compensação	isento	isento	✓	✓	-
Seguro. Resp. Civil	-	-	✓	✓	-

Figura 2.95 - Comparação das obrigações por tipo de instalação, retirada de [7]

A figura 2.95 reitera os requisitos exigidos às UPACs conforme a potencia. Como esta indica, os cenários considerados terão características diferentes do ponto de vista legal, sendo que, por um lado a implementação da unidade de 1kW será relativamente simplificado, enquanto por outro, a gestão da unidade de 2kW possuiu vários aspetos financeiros a considerar.

A figura 2.96 compara ambos os cenários por meio de um “breakdown” em termos de produção/consumo e do seu reflexo do ponto de vista monetário para o *prosumer*. Para ambos os casos foi considerada a adoção de painéis fotovoltaicos com 250W de potencia, 8 para a instalação de 2kW e 4 para a de 1kW, refletindo-se em investimentos de 5144€ e de 2575€ respetivamente, sendo também a capacidade de produção num caso o dobro da do outro (3044 kWh face a 1522 kWh). Para ambos os casos foi também considerado que a tarifa escolhida seria a tri-horária (ciclo diário), tendo sido utilizados os valores de referencia de 2014 para os cálculos efetuados. As grandes diferenças encontradas resultam precisamente do diferente enquadramento dos dois níveis de potencia considerados. Enquanto a UPAC de 1kW não possui obrigações ou taxas a pagar, a instalação de 2kW possui taxas de registo, seguro de responsabilidade civil e ainda obrigação de compensação à RESP, apenas com a atenuante da remuneração pelo excedente injetado na mesma.

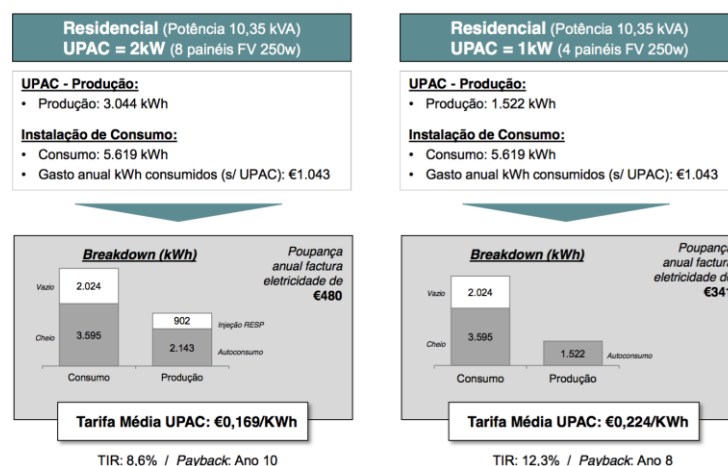


Figura 2.96 - Exemplos de rentabilidade para dois cenários de potência da UPAC, retirada de [7]

Assumindo os mesmos gastos anuais para o consumidor sem UPAC (1043€) e considerando as poupanças anuais com ambas as soluções, a conclusão alcançada indica que a instalação de 2kW apresenta uma tarifa média inferior à da de 1kW (0.169€/kWh face a 0.224€/kWh) em resultado da remuneração pela injeção na RESP. O período de amortização para esta ronda os 10 anos ao passo que se prevê que a UPAC de menor potencia fique amortizada passados 8 anos, obtendo-se uma taxa interna de rentabilidade de 8.6% e 12.3% respetivamente [7]. Da análise dos referidos exemplos salienta-se a necessidade de escolha de tarifário adequado (bi ou tri-horário nomeadamente), por forma a permitir ao *prosumer* uma poupança resultante oriunda da compra de energia à RESP nos períodos de cheia e vazio, face à tarifa simples (durante as horas de ponta este consumirá diretamente a produção da UPAC). A figura 2.97 informa sobre as TVCF a aplicar pelos comercializadores de último recurso a clientes em BTN, para 2016.

Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN ($\leq 20,7\text{kVA}$)

Encargos de potência	kVA	EUR/mês	EUR/dia*
Simples	1,15	2,54	0,0832
	2,3	4,46	0,1461
Simples, bi-horária e tri-horária	3,45	4,83	0,1584
	4,6	6,28	0,2058
	5,75	7,72	0,2531
	6,9	9,16	0,3003
	10,35	13,48	0,4419
Simples, bi-horária e tri-horária	13,8	17,80	0,5835
	17,25	22,12	0,7251
	20,7	26,44	0,8668

EUR/kWh*			
Preço da energia ativa	Período horário	até 6,9 kVA	acima de 6,9 kVA
Simples $\leq 2,3\text{kVA}$		0,1408	-
Simples $> 2,3\text{kVA}$		0,1634	0,1641
Bi-horária	Horas fora de vazio	0,1909	0,1947
	Horas de vazio	0,1002	0,1010
Tri-horária	Horas de ponta	0,2169	0,2208
	Horas de cheias	0,1716	0,1747
	Horas de vazio	0,1002	0,1010

Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN ($> 20,7\text{kVA}$)

Encargos de potência	kVA	EUR/mês	EUR/dia*
Médias utilizações	27,6	43,88	1,4386
	34,5	54,68	1,7929
	41,4	65,49	2,1472
Longas utilizações	27,6	135,20	4,4327
	34,5	168,91	5,5379
	41,4	202,61	6,6428

Preço da energia ativa	Período horário	EUR/kWh*
Médias utilizações	Horas de ponta	0,3095
	Horas de cheias	0,1546
	Horas de vazio	0,0866
Longas utilizações	Horas de ponta	0,2279
	Horas de cheias	0,1318
	Horas de vazio	0,0799

*RRC art.119°, n°5

Figura 2.97 - Tarifas transitórias de venda a clientes finais em BTN, imagem retirada e editada de [89]

Estas foram definidas pela ERSE ao abrigo artigo 119°, n°5, do Regulamento das Relações Comerciais (RRC) [90, 91, 92]. Salienta-se neste contexto os custos médios de aquisição em mercado e serviços de sistema e sua evolução de 2015 para 2016, observando-se um decréscimo nos mesmos de acordo com a informação presente na figura 2.98.

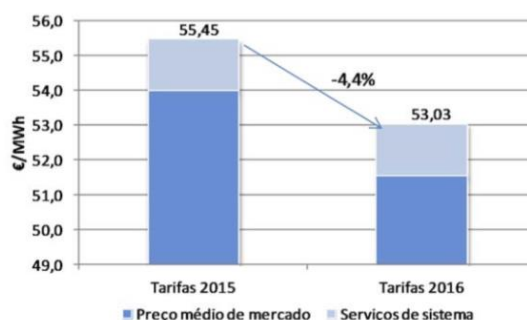


Figura 2.98 - Custos médios de aquisição em mercado, retirada de [90]

Importa ainda destacar em que ciclos horários se refletem os períodos “horas de ponta”, “horas cheias”, “horas de vazio” e “horas fora de vazio”, aplicados a consumidores em BTN, como mostra a figura 2.99 (períodos anuais de Inverno e Verão respetivamente).

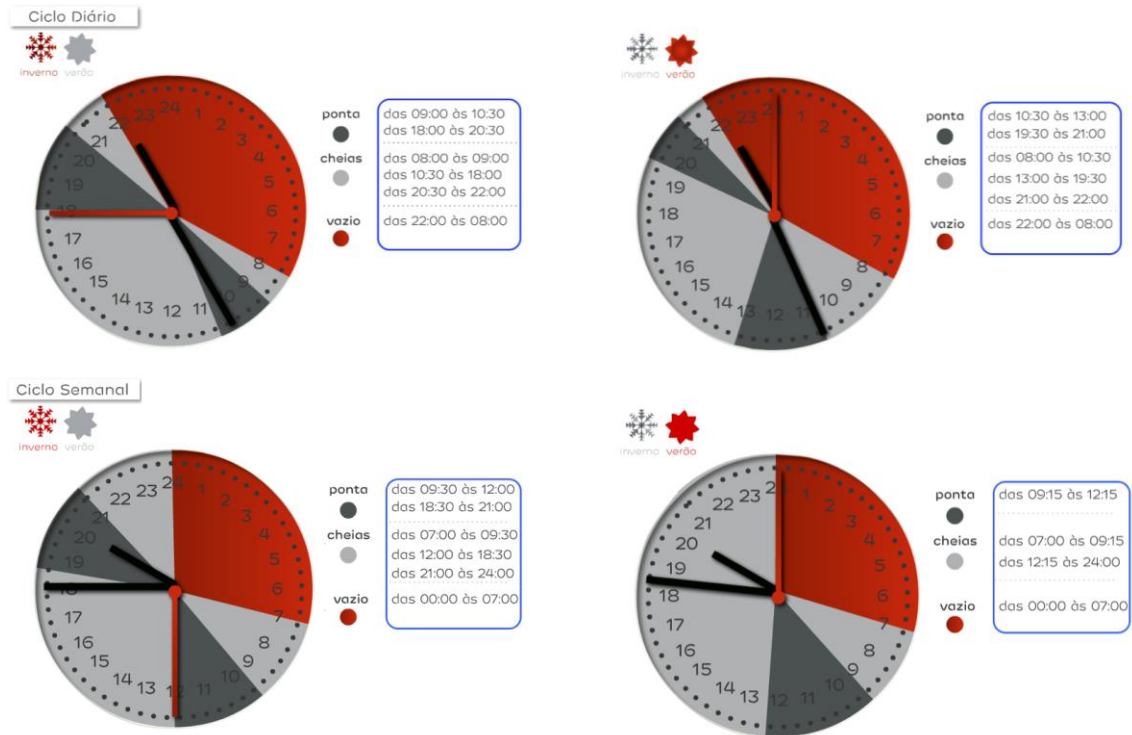


Figura 2.99 - Ciclo tarifário diário (cima) e semanal (baixo), para clientes em BTN (Inverno e Verão, à esquerda e direita respetivamente), imagem editada de [93]

Por sua vez, o mercado doméstico em Portugal em termos do consumo médio anual versus a potência contratada e respetivo tarifário, em 2014, caracterizava-se como apresenta a figura 2.100.

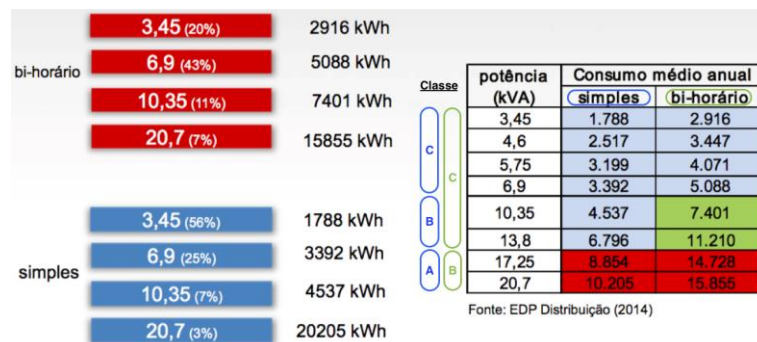


Figura 2.100 - Caracterização da distribuição dos planos tarifários em Portugal, 2014, retirada e editada de [88]

Torna-se por isso importante obter o correto dimensionamento de uma instalação de autoconsumo, o qual implica a consideração pelos seguintes aspetos:

- Conhecimento do perfil de consumo diário pela medição de consumo durante um determinado período de tempo, estimação do perfil de consumo standard (Classe) A, B ou C) e consciencialização de que este depende do dia da semana e do mês.
- Ajustamento da potencia da UPAC por forma a evitar injeção na RESP se tal não for o intuito determinando a potencia fotovoltaica tendo por referencia os meses de maior produção (Junho/Julho/Agosto).
- Análise do tipo de tarifário horário (simples, bi-horário ou tri-horário) por forma a aumentar a rentabilidade económica do sistema UPAC.

Para a análise económica da viabilidade dos sistemas UPAC em consumidores domésticos (BTN) será necessário considerar a evolução das tarifas de energia elétrica, bem como dos custos da produção de energia fotovoltaica (LCOE). Conforme mostra a figura 2.101, ocorreu um aumento médio anual de 5% na tarifa de energia em Portugal nos últimos anos [88].

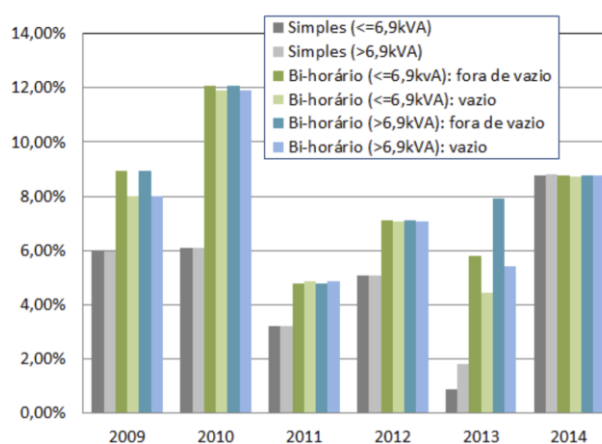


Figura 2.101 - Evolução dos preços da eletricidade [88]

A informação presente na figura 2.101 é corroborada pela evolução também do preço médio de referência das TVCF para 2016, conforme esclarece a figura 2.102. A análise da mesma permite facilmente constatar que os consumidores para os quais o aumento é mais significativo são precisamente os domésticos com menor potencia contratada, em BTN.

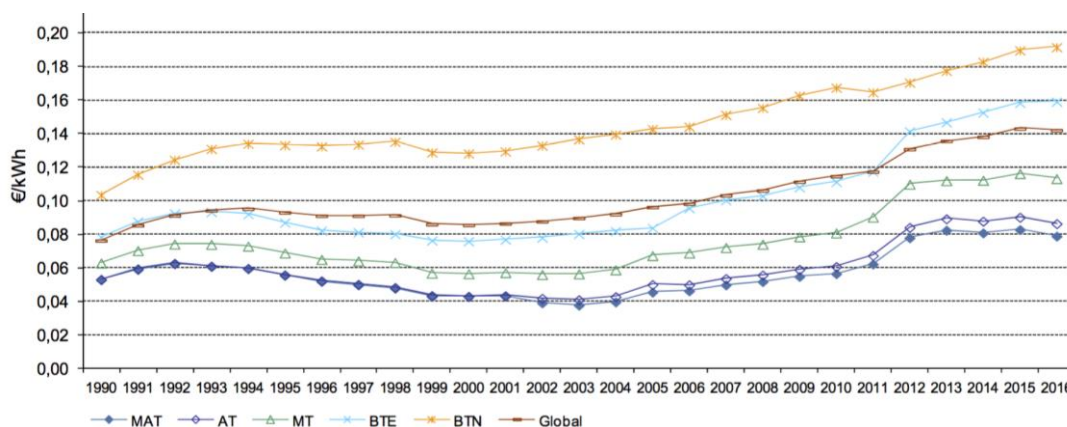


Figura 2.102 - Indicação da evolução das TVCF até 2016, retirada de [90]

Para dar resposta às necessidades deste sector, os comercializadores de energia elétrica deverão incentivar o desenvolvimento do autoconsumo da forma mais eficaz possível, por via

de financiamento dos equipamentos, pela oferta de tarifas mais atrativas para justificar ao prosumer o investimento na UPAC e nomeadamente pela implementação de sistemas de monitorização de energia que permitam a obtenção de uma poupança energética mais eficaz e efetiva. A aquisição de energia sob a forma de certificados verdes, pelo excedente de energia produzido pela UPAC, pode também vir a premiar o prosumer com a possibilidade de venda de energia ao CUR a um preço mais elevado (previsto no DL).

Neste contexto, a figura 2.103 ilustra como a relação entre o custo da produção em regime especial (PRE - recuperado pelas tarifas) e o custo médio de aquisição de energia pelo CUR tem evoluído ao longo dos últimos 15 anos.

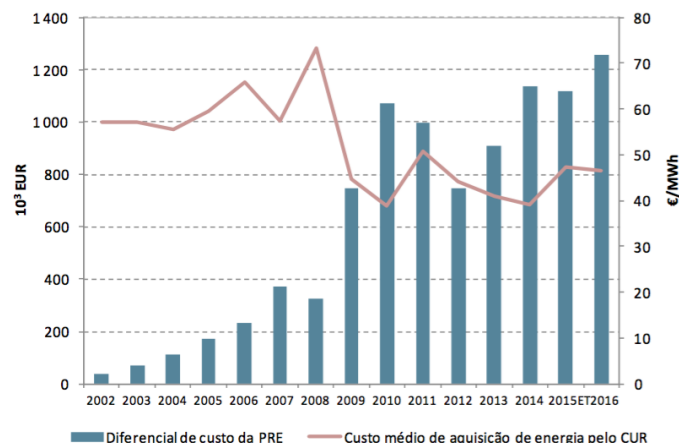


Figura 2.103 - Relação entre custo PRE e custo médio de aquisição pela CUR, retirada de [90]

2.3.2 - Análise económica da integração de BAEs em consumidores

A viabilidade económica dos sistemas de autoconsumo não é por isso uma realidade absoluta e definida por parâmetros com apertada margem de variabilidade. Assim, a aceitação de sistemas de armazenamento para fins residenciais não dependerá somente de aspetos relacionados com a tecnologia, sua evolução, e previsão da evolução dos seus preços. A definição de políticas adequadas será preponderante para a definição de preços competitivos destes sistemas [94].

O regulamento tarifário de cada país irá definir em última instância, a capacidade que o consumidor terá para efetivamente recuperar o seu investimento nestes sistemas e até obter lucro com os mesmos. Visto que o desenvolvimento de tal regulamentação é imprevisível será necessário arbitrar como esta poderá vir a acontecer e sob que cenários poderá tornar-se economicamente viável para o *prosumer*. Em primeiro lugar, será necessário interesse pelo “*storage*” e, portanto, de criar uma política de enquadramento do armazenamento. A etapa seguinte passará por clarificar as características das interconexões e do *net-metering*. A estimulação do mercado do armazenamento será fulcral para alavancar efetivamente o seu crescimento, com a inclusão em centrais produtoras e integração destes sistemas para o futuro. A figura 2.104 mostra a necessária evolução das políticas regulatórias [49].

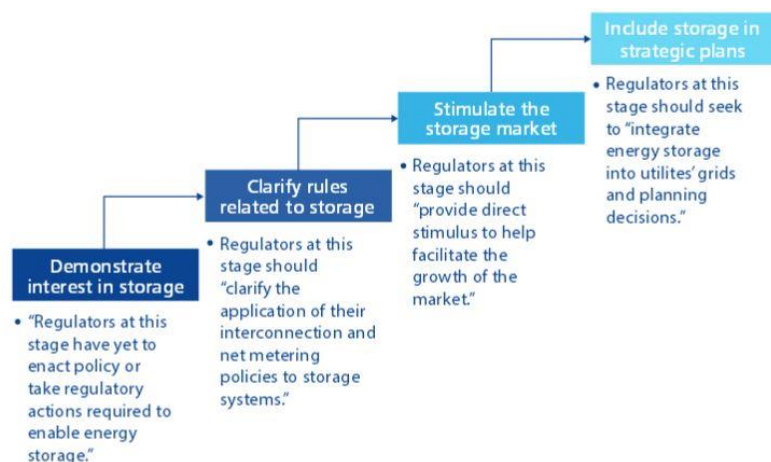


Figura 2.104 - - Necessidade de evolução das políticas regulatórias, retirada de [49]

Permanece pouco claro se/quando o *prosumer* terá total liberdade para vender diretamente a energia produzida pelo seu sistema residencial (agora em maior escala devido ao armazenamento de energia) em mercado e como se poderia tornar vantajoso. Por forma a excluir esta possibilidade, apresenta-se em seguida um conjunto de imagens recolhidas de um artigo, revisto em 2014 pela *Elsevier*, sobre a viabilidade económica de sistemas BAEs domésticos, desenvolvido por Joern Hoppman, Jonas Volland, Tobias S. Schmidt e Volker H. Hoffmann [94].

Como se pode verificar analisando a figura 2.105, esta informa sobre as características do módulo FV escolhido e da bateria selecionada, esta última de *Lead-acid*. A figura 2.106 mostra os cenários regulatórios considerados para o estudo, nomeadamente, na possibilidade ou não do *prosumer* vender diretamente em mercado a sua energia produzida, ao passo que, a figura 2.107, que lhe sucede, apresenta, por meio de gráficos de barras, as conclusões alcançadas relativamente à escolha do sistema ótimo de BAEs para cada cenário considerado.

Category	Parameter	Value
PV module	Average module price 2013 (incl. profit)	0.75 EUR/W _p
	Learning rate PV module	20%
Inverter	Module lifetime	25 Years
	Average inverter price 2013 (incl. profit)	0.17 EUR/W _p
	Learning rate inverter	18%
Balance of systems	Inverter lifetime	15 Years
	Sales price BOS PV system 2013	0.64 EUR/W _p
EPC ² and operations and maintenance	Learning rate BOS PV system	18%
	EPC ² PV system	8% of PV system cost (incl. inverter)
	Operations and maintenance cost PV	1.5% of PV system cost (incl. inverter) per year
Battery	Battery investment costs in 2013	171 EUR/kWh + 172 EUR/kW
	Battery investment cost decrease	-7.6%/year
	Battery life time	8.3 Years
Inverter	See	
Balance of systems	BOS storage	70 EUR/kW
EPC and operations and maintenance	EPC battery system	8% of battery system cost (incl. inverter)
	Operations and maintenance cost battery	22 EUR/kW/year

Figura 2.105 - Cenários considerados, com ou sem possibilidade de venda em mercado, retirada de [94]

Scenario	Assumption	Electricity wholesale price scenario	Electricity retail price scenario
S1	Unlimited access of household to wholesale market	High: +3%/year (real)	High: +2%/year (real)
S2		Low: -1%/year (real)	High: +2%/year (real)
S3		Medium: +1.5%/year (real)	Medium: +1%/year (real)
S4		High: +3%/year (real)	Low: +0%/year (real)
S5		Low: -1%/year (real)	Low: +0%/year (real)
S6	No access of household to wholesale market	Constant: 0 EUR/kWh	High: +2%/year (real)
S7		Constant: 0 EUR/kWh	Medium: +1%/year (real)
S8		Constant: 0 EUR/kWh	Low: +0%/year (real)

Figura 2.106 - Escolha do Sistema ótimo de baterias nos cenários com ou sem venda em mercado, retirada de [94]

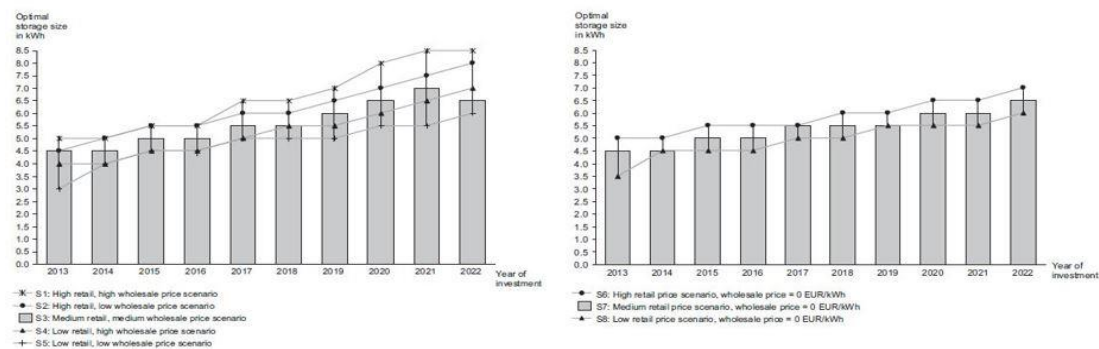


Figura 2.107 - Cenários considerados, com ou sem possibilidade de venda em mercado, retirada de [94]

No estudo desenvolvido concluiu-se que a instalação de sistemas de armazenamento em consumidores domésticos com autoconsumo já é economicamente viável para sistemas de pequena dimensão (BT) instalados na Alemanha, como ilustra a figura 2.108.

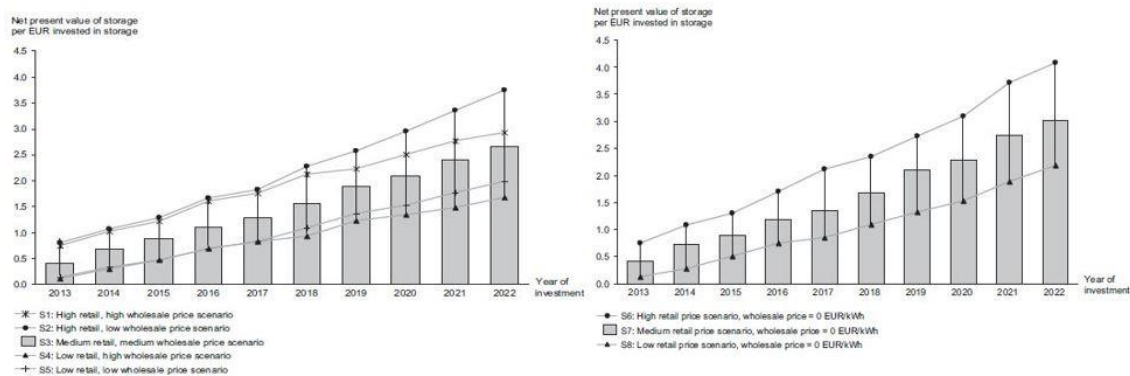


Figura 2.108 - Viabilidade económica das baterias com ou sem venda em mercado, retirada de [94]

A tendência será para os sistemas FV e de armazenamento ótimos aumentarem de dimensão ao longo dos próximos anos (até 2021), permitindo aos *prosumers* aceder à venda da eletricidade produzida em mercado. Neste contexto, o aumento destes sistemas integrados na rede e sua participação em mercado, aumentará a viabilidade económica dos mesmos. O estudo concluiu que políticas de incentivos (tal como as várias fontes consultadas salientam) serão necessárias para fomentar o investimento no sector do armazenamento residencial, fazendo notar, no entanto, que estes apenas serão necessários para alavancar a indústria durante os

primeiros anos (à semelhança do que se passou com os sistemas FV). Neste sentido, a figura 2.109 apresenta cenários de evolução dos preços dos painéis FV até 2035 [74].

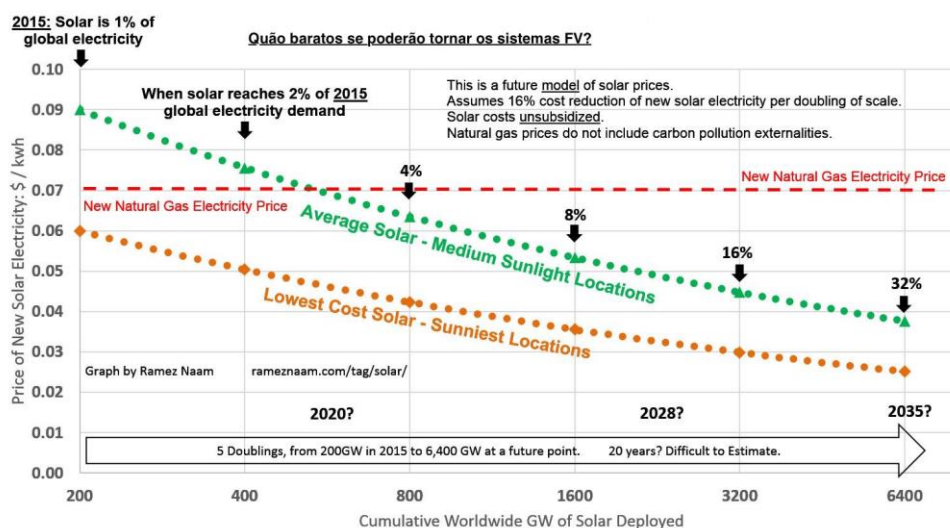


Figura 2.109 - Cenários de evolução do preço dos sistemas FV em função da irradiância local, preços de gás natural, bem como com o aumento da capacidade acumulada mundial dos mesmos, retirada de [74]

A IEA, pela figura 2.110 reitera genericamente a mesma projeção de redução dos preços dos sistemas FV apresentada pela figura anterior, com uma previsão para a evolução da curva “de aprendizagem” dos preços dos módulos solares, também para os próximos 20 anos.

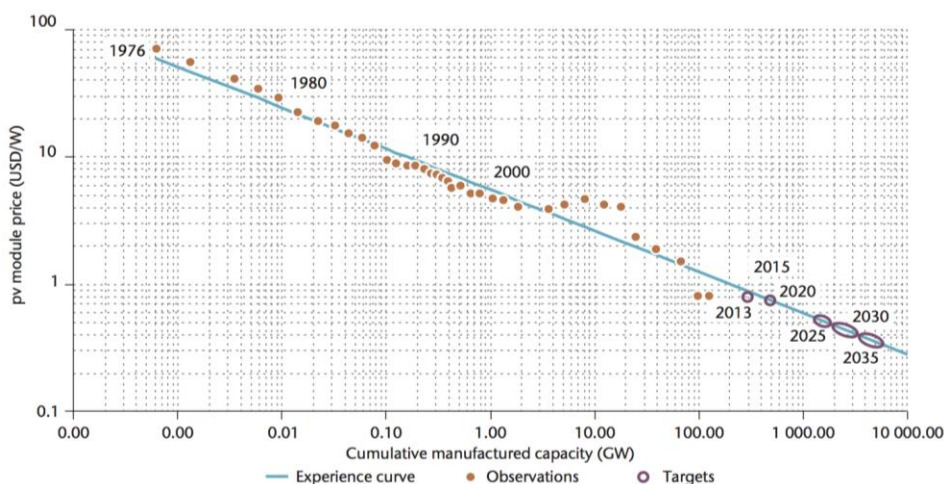


Figura 2.110 - Evolução do preço dos módulos solares desde 1976 e previsão dos seus preços até 2035, retirada de [101]

Esta, expõem ainda dois cenários para esta evolução, relacionados diretamente com a localização geográfica e respetivos níveis de irradiação [101]. As elipses em torno dos valores alinhados com os anos 2020 a 2035, correspondem às previsões/objetivos a alcançar. Na mesma linha de análise e num horizonte ainda mais alargado, até 2050, a mesma fonte divulga as suas projeções no que respeita aos preços dos sistemas FV, tanto para aplicações de rede, à esquerda, quanto para aplicações residenciais, à direita, na figura 2.111 [101].

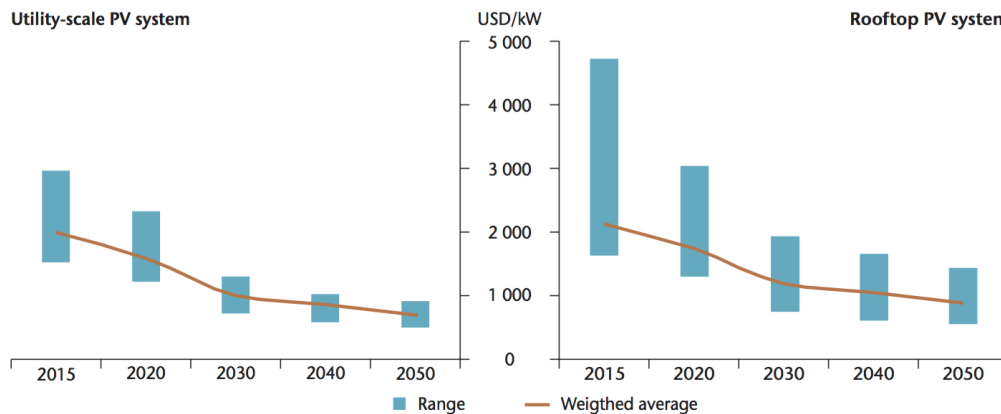


Figura 2.111 - Projeção da evolução dos preços de sistemas FV para aplicações de rede (à esquerda) e para aplicações residenciais (à direita), retirada de [101]

De facto, como apresenta a figura 2.112, a tendência de evolução da “aposta solar” é tão grande que o “*Global Market Outlook*” aponta para que a capacidade total FV acumulada, instalada na Europa entre 2020 e 2022 seja idêntica ou superior à capacidade total acumulada instalada a nível mundial em 2014, conforme mostra a figura 1.2. Esta análise escrutina vários cenários de desenvolvimento efetivo deste mercado, sendo as barras a azul os dados históricos conhecidos e, as linhas a amarelo e a “amarelo torrado”, respetivamente os cenários, otimista (acelerado) e pessimista (“base”).

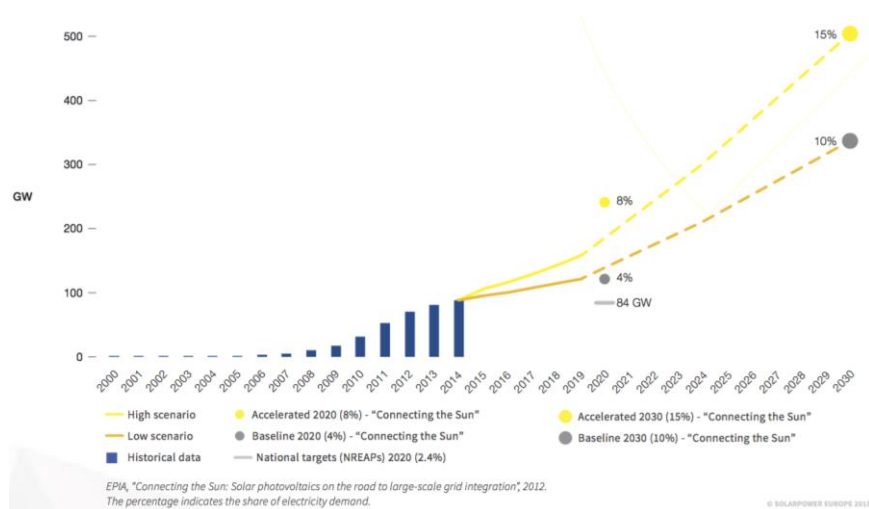


Figura 2.112 - Evolução da capacidade acumulada FV instalada na Europa até 2030, retirada de [2]

Esta evolução dar-se-á em parte pelos vários acordos estabelecidos entre os vários estados membro da União Europeia (UE), ao nível da sustentabilidade ambiental. A figura 2.113, por seu turno, promove uma análise sobre a evolução dos preços dos sistemas BAEs, tendo a particularidade de, ao ter por base, essencialmente os mesmos pressupostos da figura 2.109 a qual projeta a evolução dos preços dos sistemas FV até 2035.

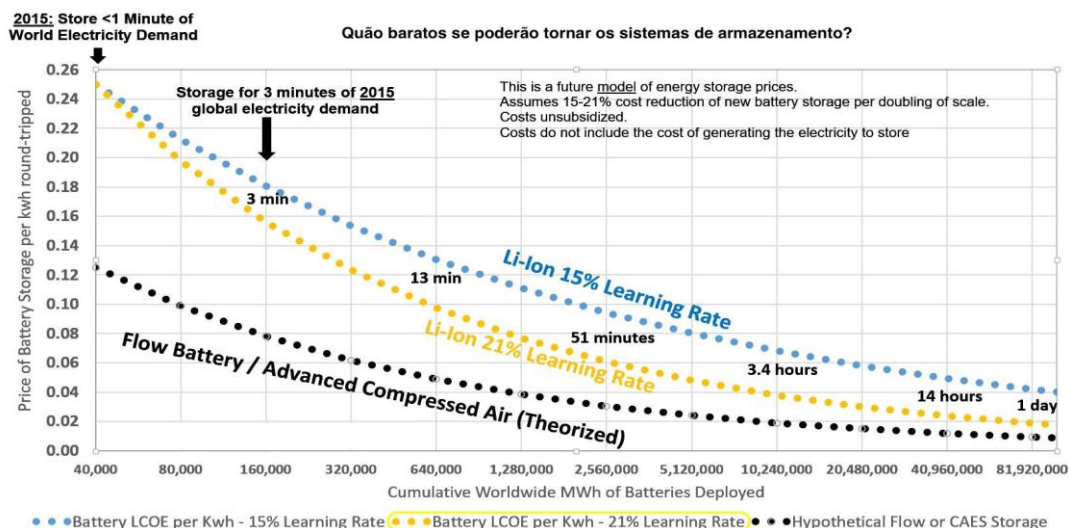


Figura 2.113 - Cenários de evolução para os preços dos sistemas de BAEs com o progressivo aumento da sua capacidade instalada a nível mundial, retirada de [74]

Trata-se de uma projeção análoga para a evolução dos preços dos sistemas de armazenamento, relacionando-a diretamente com a sua disseminação (capacidade instalada a nível mundial). Esta é explicitada por meio de dois cenários de evolução para os preços (e aplicabilidade) dos sistemas de armazenamento de energia para os próximos anos. A amarelo destaca-se a curva “otimista” de evolução da tecnologia das baterias de *Li-ion*.

A preto salienta-se um cenário melhor ainda, contudo, este está dependente da efetiva alavancagem nas tecnologias das *flow batteries* e *Compressed Air*, pelo que, de momento, são cenários indicativos “apenas” teóricos. A análise que deu origem a esta figura, não considera quaisquer subsídios de incentivo à integração/aquisição destes sistemas quer por parte das redes quer dos consumidores, incluindo apenas o custo do equipamento, não da geração de energia, pelo que as referências que faz ao “LCOE” são apenas no sentido comparativo. Foi ainda assumido uma redução nos preços dos sistemas de BAEs, de cerca de 15% a 21% (cenário mais ou menos otimista respetivamente) de cada vez que a capacidade instalada a nível mundial é duplicada. Numa perspetiva similar, a figura 2.114, resultado de um estudo da consultora *Bloomberg*, explora também a redução dos custos dos sistemas de BAEs, nomeadamente para os próximos 15 anos, tomando como referência dados históricos desde 1995 e especialmente, dados da evolução do mercado dos VEs desde 2010. Com base nestes últimos, traça uma previsão até 2030 dos preços dos sistemas de BAEs.

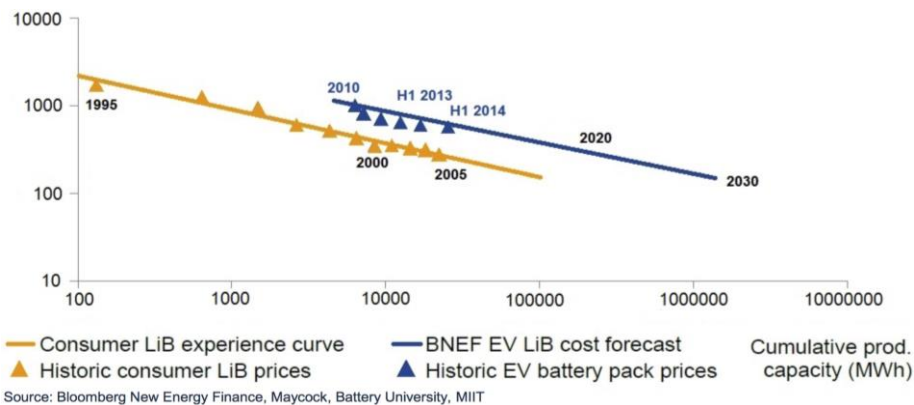


Figura 2.114 - Projeções da evolução do preço das baterias de *Li-ion* para a indústria automóvel até 2030, em \$/kWh, retirada de [105]

As conclusões alcançadas pela figura 2.115, também sobre a evolução do preço das baterias automóveis, foram conseguidas por meio de uma compilação de informação publicada por diversas fontes e assumindo certos cenários evolutivos, atingindo previsões absolutamente em linha com as da figura 2.114.

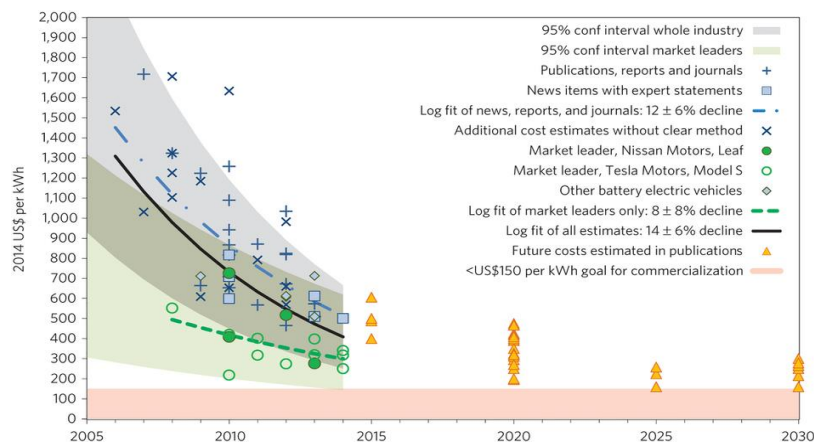


Figura 2.115 - Projeções da evolução do custo das baterias automóveis até 2030, considerando vários fatores e estabelecendo um intervalo de confiança a 95%, retirada de [108]

É, contudo, necessário considerar cuidadosamente o fator político-regulatório na análise económica que se vem tratando, concretamente com o impacto dos mecanismos introduzidos pelas entidades governamentais a fim de mitigar algum eventual prejuízo para a RESP, resultante da maior independência que os sistemas de BAEs propiciam aos *prosumers*.

Assim, em primeiro lugar salienta-se a informação disponibilizada pela figura 2.116, que explora como se prevê que evolua progressivamente a integração das energias renováveis nos sistemas primários de energia, num horizonte que se estende até 2050. Os dados que a mesma compreende são o resultado da conjugação de diversas diretivas/objetivos e cenários de vários países, estudados por sua vez por várias fontes (muitas vezes intervenientes/*players* do mercado) que desenvolveram projeções de âmbito mais ou menos otimista, entre elas a *BP*, *IEA*, *Exxon*, *Shell*, *WEC*, *GEA* e *Greenpeace*.

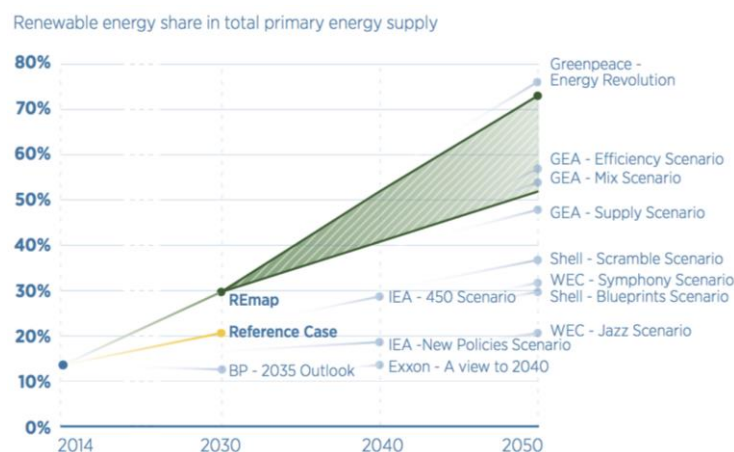


Figura 2.116 - Integração das renováveis no fornecimento primário de energia, retirada de [106]

Ao passo que os cenários mais otimistas prevêem que a contribuição renovável atinja 30% em 2030 e mais de 70% da geração primária em 2050, os mais conservadores/pessimistas estimam que os 30% sejam alcançados apenas em 2050. Com cada vez mais metas definidas pelos vários países ao nível do aumento da eficiência energética, o essencial é que a integração é e será cada vez mais real e incontornável.

No seguimento destas políticas de integração das energias renováveis, tal como sucedeu com os sistemas FV, os sistemas de BAEs encontram os maiores entraves, como oportunamente já se referiu atrás. Daqui resulta que, se por um lado, há decididamente a constatação da necessidade de definição de um rumo sustentável do ponto de vista energético, por outro, essa convicção vai progressivamente esmorecendo aquando da aplicação prática de soluções para combater o problema original, e neste contexto, os obstáculos passam pelos mencionados mecanismos que os sistemas regulatórios impõem para recuperar gradualmente os dividendos existentes no “*status-quo*” atual e os quais, são colocados em risco pelos sistemas renováveis de uma forma geral e os sistemas FV e de BAEs em particular.

A figura 2.117 relaciona por isso o *LCOE* FV com um fator diferente dos analisados nas figuras anteriores. Esta figura é de facto muito interessante pois mostra a adaptação da *Fit*, neste caso no Reino Unido, desde 2001 até aos últimos anos, a “reboque” da evolução do mercado FV e do *LCOE*. De notar que, quando foi introduzida a *Fit* esta era inferior ao *LCOE*, ou seja, uma altura inicial em que a adoção de sistemas FV não seria ainda rentável nem expressivamente rentável possivelmente. Com a consistente redução do *LCOE* e, portanto, o aumento da viabilidade económica da adoção destes sistemas, o sistema regulatório sentiu necessidade de aumentar a *Fit* acima do *LCOE*, procurando colmatar de alguma forma a expansão deste mercado.

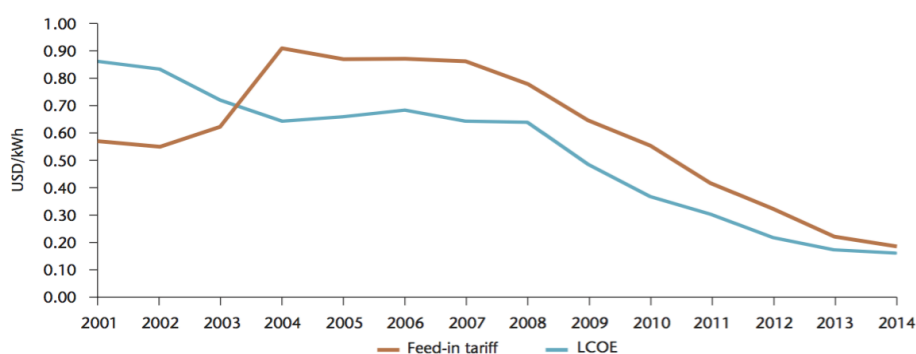


Figura 2.117 - Relação entre a evolução do *LCOE* e as *Fit* desde 2001 no Reino Unido, retirada de [101]

A figura 2.118 faz uma análise similar num “primeiro plano”, introduzindo ainda outros fatores extremamente importantes, como os preços da eletricidade e, claro, a integração do *Storage*. Esta salienta que a relação entre os preços da eletricidade e a evolução do *LCOE* abriu lugar ao armazenamento, o qual encontra a sua viabilidade sujeita à regulação (*Fit*), bem como à sua “escala” e capacidade de gestão/monitorização (otimização, no fundo).

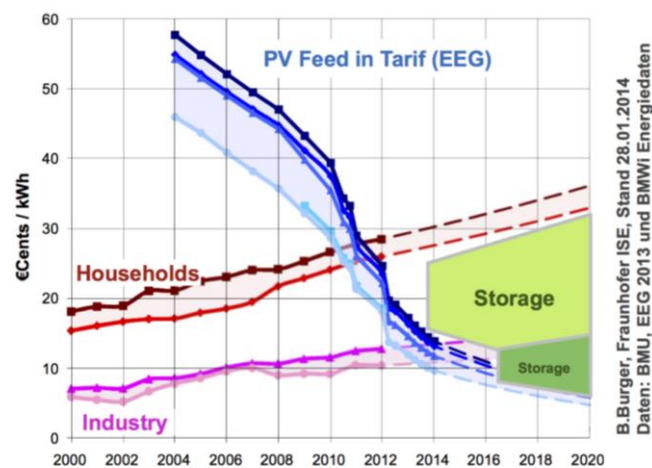


Figura 2.118 - Relação entre a evolução dos sistemas FV, regularização existente e criação de condições ao (re)aparecimento do *Storage*, retirada de [109]

Por fim, neste tópico, apresenta-se a figura 2.119, a qual, mais uma vez, debate, num horizonte até 2030, a evolução dos custos inerentes aos sistemas de BAEs. Trata-se de uma análise comparativa entre os principais tipos de BAEs, apresentando o investimento a que cada um obriga (*CAPEX*), bem como as despesas operacionais que exigem (*OPEX*), salientando ainda fatores decisivos como a eficiência global, ciclo de utilização e ciclo de vida.

O que a figura 2.119 acrescenta efetivamente, em relação a alguns dados já abordados atrás, é a indicação “concreta” dos preços das BAEs para o ano 2030, permitindo desta forma, um cenário comparativo sob vários fatores, entre o ponto de situação deste mercado em 2013 face àquele expectável em 2030.

	Parameter	Storage round-trip efficiency	Storage capex/kW	Storage capex/kWh	Storage opex fixed	Storage opex fixed	Storage opex variable	Cycle lifetime	Storage lifetime
	Unit	Percent	EUR/kW	EUR/kWh	EUR/kW	EUR/kWh	EUR/MWh	Thousand	Years
Li-ion	2013	85	0	375	10	0	2	3	12.5
	2030	88	0	200	10	0	2	6.5	12.5
NaS	2013	78	150	500	35	0	0	7.5	12.5
	2030	85	35	80	35	0	0	7.5	12.5
Flow-V	2013	68	1000	300	25	7.5	0	10	20
	2030	73	600	70	15	2	0	15	20
PHES	2013	78	500	5	4	0	8	>50	55
	2030	78	500	5	4	0	8	>50	55
CAES-A	2013	65	1,000	40	30	0	0	20	35
	2030	65	700	40	21	0	0	20	35
CAES-D	2013	65	500	50	15	0	~30	20	35
	2030	65	400	40	12	0	~30	20	35
Lead-acid	2013	78	150	100	6	0	0	1	10
	2030	81	105	70	6	0	0	3	10
LAES-A	2013	57	1,500	50	38	0	0	20	30
	2030	67	1,200	40	30	0	0	20	30
LAES-A	2013	36	1,850	0.2	37	0	10	10	15
	2030	40	1,000	0.2	20	0	10	10	15

Figura 2.119 - Análise comparativa entre as diferentes tecnologias de BAEs e evolução dos seus custos associados num horizonte até 2030, retirada de [110]

2.4- Conclusões

Tal como se indicou no início deste capítulo, o seu objetivo foi o de escrutinar da forma mais completa e clara todo o paradigma envolvente aos sistemas de BAEs. Com o estudo desenvolvido abordou-se por isso o panorama da produção distribuída internacional, nomeadamente da produção FV. Analisou-se a legislação respeitante ao autoconsumo em Portugal e considerou-se importante fazer a mesma análise para alguns dos principais países do Mundo. Com esta, procurou-se avaliar qual(is) o(s) modelo(s) mais vantajoso(s) e como se enquadrava o modelo nacional comparativamente.

De seguida estudaram-se aprofundadamente os tipos de sistemas de armazenamento. Uma vez que a premissa deste trabalho passa por integrar um sistema de armazenamento em consumidores domésticos considerou-se essencial compreender qual o sistema existente mais apropriado para o fim proposto.

Tendo-se constatado que a melhor alternativa, pelas características expostas, seriam as baterias de *Li-ion*, avaliou-se o mercado económico em que se inserem. Constatou-se que se trata de um dos mercados fervilhantes no momento, sobretudo pela sua importância no sucesso da indústria dos automóveis elétricos. Percebeu-se também que existem também diversos serviços que as BAEs podem fornecer, nomeadamente à própria RESP. Caracterizou-se o mercado e apresentaram-se dezenas de dados históricos e previsões de várias fontes, que apontam decididamente para a expansão exponencial deste mercado durante as próximas décadas.

Apresentaram-se dados ao nível dos mercados da matéria-prima (lítio), automóvel e do sector da eletricidade em Portugal. Neste último deu-se destaque para a evolução das tarifas de energia e sua composição, modelo de remuneração pela injeção de excedentes de produção FV na RESP, processo de licenciamento de UPACs, e importância do ciclo tarifário e consequente

escolha do regime tarifário. Verificou-se que a tendência de evolução do preço das BAEs é muito similar à que caracterizou os sistemas FV e por esse motivo estudou-se a importância dos índices *LCOE* e *LCOES* e sua correlação, tendo-se ainda mostrado resultados de estudos prévios de integração de BAEs em sistemas residenciais.

Há consciência da anormal extensão deste capítulo, contudo, esta reflete um período inicial do trabalho apresentado em que se aguardava o provimento de dados reais de consumo para se iniciar o desenvolvimento do modelo.

Capítulo 3

Metodologia para o estudo da viabilidade económica

Neste capítulo o objetivo primordial foi compreender a partir de que altura, no horizonte temporal próximo, se tornará economicamente viável a instalação das BAEs.

Para tal, procurou-se avaliar as vantagens que estas podem oferecer em contrapartida ao investimento a que implicam. Constatou-se liminarmente que, apenas existirá viabilidade económica da integração das BAEs se a remuneração da RESP pela injeção de excedentes de produção FV for abaixo do preço de mercado (90%), estando assim o *prosumer* a “perder um valor produzido”, ao passo em que se a RESP passar a remunerar a injeção FV ao preço de mercado ou com alguma compensação especial, a viabilidade das BAEs estará comprometida.

A figura 3.1 apresenta de forma simplificada os fluxos de energia possíveis numa instalação de consumo doméstica com autoconsumo e integração de um sistema de BAEs.

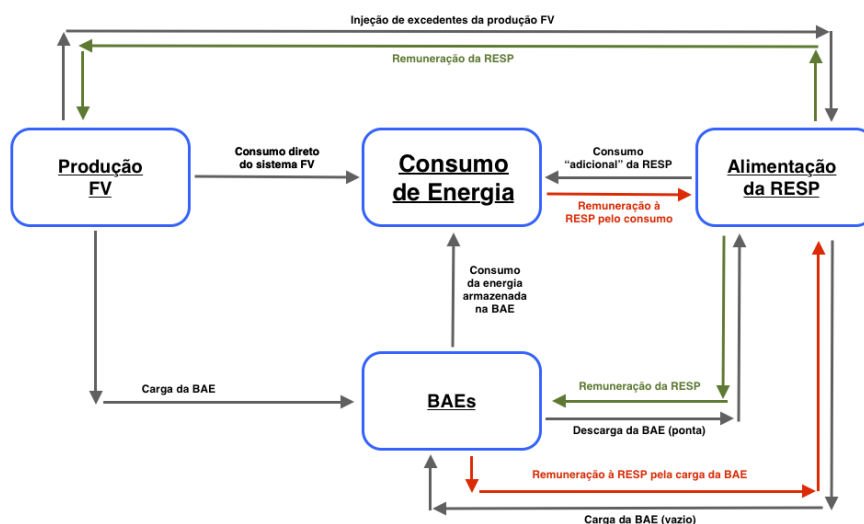


Figura 3.1 - Representação simplificada dos fluxos energético-financeiro com inclusão de sistemas FV e BAEs

Ao centro destaca-se o consumo de energia na instalação, podendo as cargas tipicamente ser alimentadas pela RESP (à direita), ou pelo sistema FV (à esquerda). Com a introdução de BAEs as opções de fornecimento de energia passam a ser três, com a possibilidade de

acumulação do excesso de energia produzida e não consumida diretamente pelo sistema FV, para consumo futuro. Essencialmente, a estratégia de consumo passa a dar prioridade ao consumo de energia FV, depois, ao consumo de energia FV armazenada e apenas como “recurso” utilizará a RESP como provedor de energia. Assim, definiu-se que sempre que existisse excesso de energia FV e a BAE estivesse carregada o excedente seria injetado na RESP (com remuneração por parte desta). Foi também estabelecida uma estratégia para a carga/descarga da BAE, pelo que esta apenas carregará da RESP nos períodos de vazio e apenas irá descarregar nos de ponta. Desta forma, apenas existirá consumo da RESP, maximizando-se a utilização dos recursos renováveis da instalação e minimizando-se a fatura final.

As considerações genéricas tomadas para o modelo construído foram as seguintes:

- **Ano da instalação do(s) sistema(s)** - até 2050 (afetando o investimento necessário);
- **Potência Contratada da instalação de consumo** - 3.45, 6.9, 10.35, 20.7 e 41,4 kVA;
- **Regime tarifário** - simples, bi-horário ou tri-horário;
- **Vida útil do sistema** - 15 anos de utilização, considerando-se um valor residual do sistema FV findo esse período, em 5% do investimento inicial;
- **Degradação do sistema (anual)** - considerou-se 3% no 1º ano e 0.68% nos restantes para ambos os sistemas;
- **Inflação da eletricidade (anual)** - assumiu-se um aumento anual no valor de 1.5%;
- **Taxa de atualização (anual)** - 8 %;

Analisou-se de seguida o “valor” da energia consumida pelo *prosumer* e desenvolveu-se um modelo com base numa previsão da evolução dos custos associados aos sistemas FV e de BAEs até 2050. Este consistiu numa simulação da fatura anual imputada ao *prosumer* com sistema FV ou com FV e BAEs, comparativamente à fatura que este receberia apenas com consumo energético diretamente da RESP. Utilizou-se um perfil de consumo real, o qual foi ajustado por forma a poder ser utilizado para vários níveis de potência contratada (P_c), tendo-se criado de forma análoga um perfil de produção FV. O gráfico 3.1 exemplifica um perfil de consumo anual para uma instalação com $P_c=6,9$ kVA.

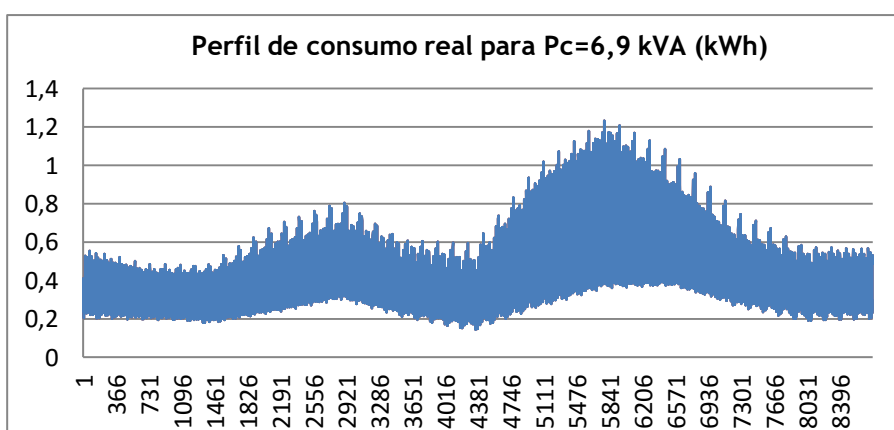


Gráfico 3.1 - Exemplo de consumo anual para uma $P_c=6,9$ kV

O gráfico 3.2 mostra, por seu lado, a produção anual para um sistema FV de 1kW, instalado no mesmo contexto do gráfico 3.1.

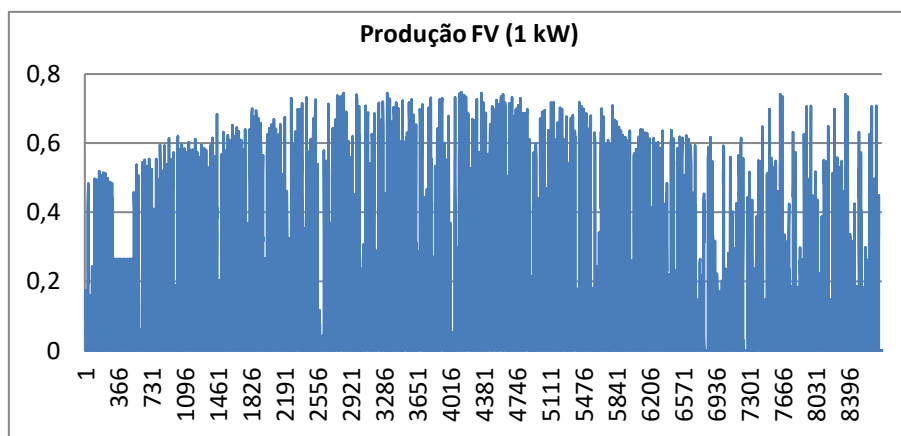


Gráfico 3.2 - Produção anual de um sistema FV de 1 kW numa instalação com $P_c=6,9$ kVA

3.1.- Descrição do Algoritmo

Por forma a desenvolver o modelo de funcionamento do sistema de autoconsumo com BAEs integradas, foi preciso desenvolver um algoritmo capaz de caracterizar o paradigma de funcionamento de uma instalação de consumo sem FV nem BAEs em primeiro lugar. Uma vez definido esse ponto de partida, desenvolveu-se o algoritmo de funcionamento da mesma instalação, desta vez com um sistema FV associado. Por fim, estavam criadas as condições necessárias à criação do algoritmo de consumo para a instalação, assumindo também a introdução de um sistema de BAEs.

Tratando-se de um processo construtivo e complexo ao nível da quantidade de variáveis consideradas, apresentam-se três fluxogramas distintos, que caracterizam cada um dos cenários referidos. Nestes, as grandezas calculadas aparecem numeradas pois, após apresentação dos fluxogramas, as várias expressões que as caracterizam, serão exibidas e identificadas pela mesma numeração, pormenorizadamente.

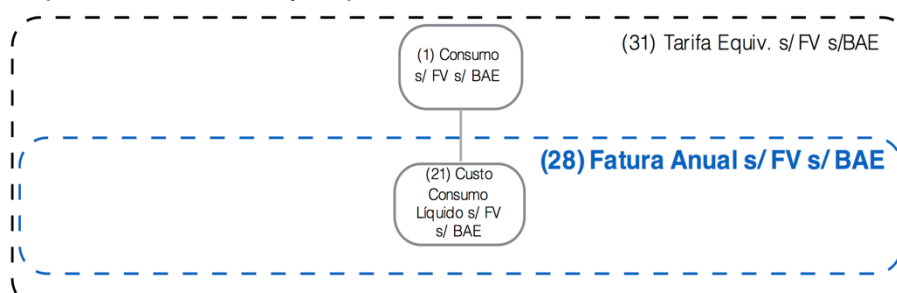


Figura 3.2 - Fluxograma de funcionamento do sistema apenas conectado à RESP

Como se pode verificar pela figura 3.2, o funcionamento da instalação de consumo quando esta apenas se encontra ligada à RESP, é muito simples de descrever, pelo que a fatura anual para o consumidor resulta apenas e só do custo associado ao consumo líquido medido pelo contador.

Quando se considera a introdução de um sistema FV a descrição do sistema não é tão simples, existindo várias outras considerações a tomar, como mostra a figura 3.3.

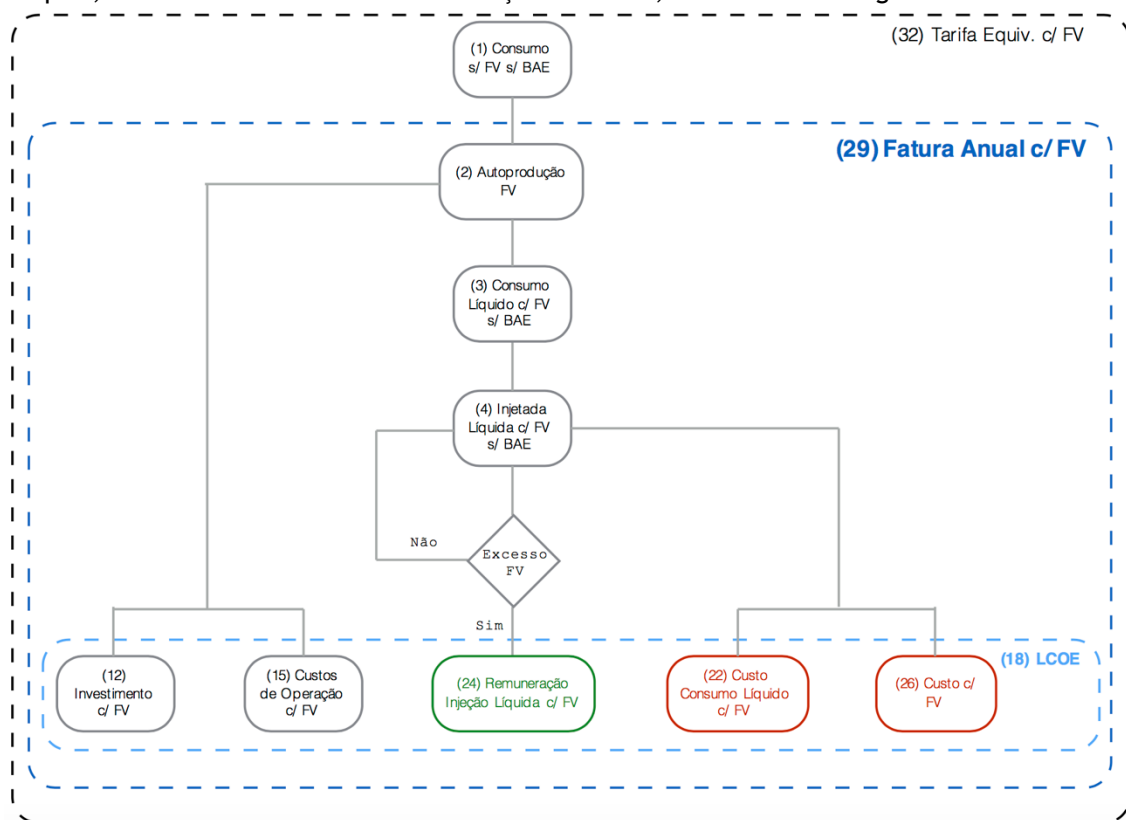


Figura 3.3 - Fluxograma de funcionamento do sistema com sistema FV

Com um sistema FV passa a pretender-se que a instalação de consumo seja alimentada sempre que possível por este. A fatura anual para o consumidor será composta pelo custo da energia consumida à RESP, mais o custo associado à produção FV consumida, mais o investimento e custos de operação do sistema FV, com a amortização relativa à remuneração paga pela RESP, referente à injeção de excedentes de produção FV. Neste contexto, tal como mostra a figura, sempre que ocorre injeção de excesso de FV na RESP resulta uma remuneração por parte da mesma (24).

Na realidade, parte da fatura anual que o consumidor pagaria à RESP, tal como no caso anterior, deixa de o ser, tendo sido canalizada para o investimento anual no sistema FV. O sistema será vantajoso quando desse diferencial resultar um valor positivo.

A figura 3.3 destaca também o índice *LCOE* (18), relacionado com os parâmetros seleccionados, e a partir do qual se torna possível obter o custo por kWh da energia produzida pelo sistema, sendo assim um *output* referencial para a análise de custos.

Partindo do último cenário caracterizou-se como se pretendia utilizar a BAE e de que forma esta se tornaria uma valia relevante. No desenvolvimento do modelo de consumo seguiu-se a mesma premissa definida atrás, a BAE armazenaria o excesso de FV sempre que possível e a sua interligação com a RESP passaria por injetar energia sempre que a remuneração fosse a mais alta (ponta) e por carregar sempre que a tarifa fosse a mais baixa (vazio).

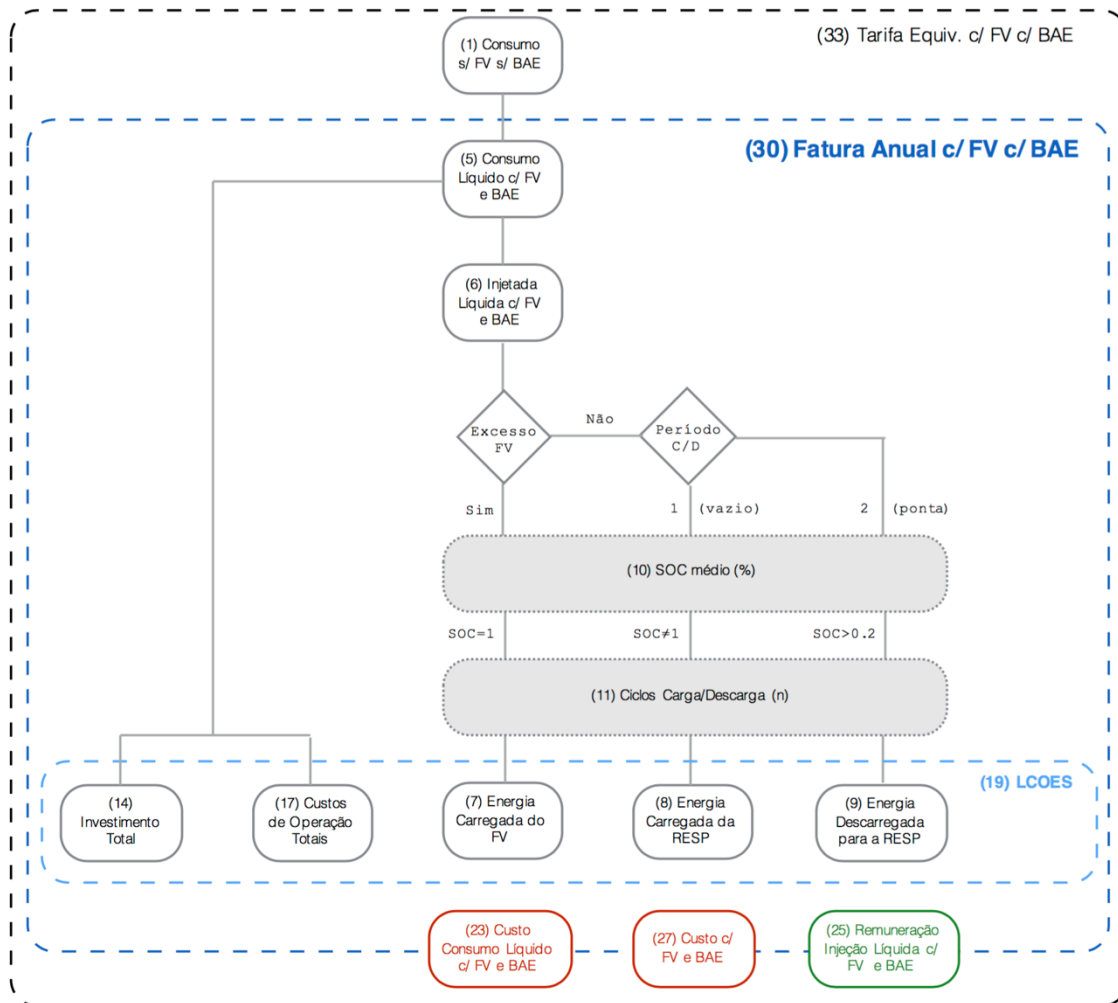


Figura 3.4 - Fluxograma de funcionamento do sistema com sistema FV e BAE

O fluxograma caracteriza o modelo de funcionamento do sistema que efetivamente descreve a motivação deste trabalho. Este apresenta uma maior complexidade devido à flexibilidade de utilização que a BAE permite. Ao permitir a bidirecionalidade do fluxo energético, permite também a escolha do período associado ao sentido do fluxo de energia. No fluxograma, os losangos representam os “critérios de decisão” com base nos quais a BAE seleciona o sentido do fluxo de energia que por ela passa.

Assim, sempre que há excesso de produção FV, a BAE verifica o estado de carga (SOC) e, enquanto não for 1 (leia-se, 100%), irá carregar diretamente do sistema FV, “conservando” desta forma um “valor”, que de outro modo poderia não ser aproveitado. Findo este processo, será contabilizado um ciclo de carga/descarga (11), importante para se atender ao ciclo de vida da BAE.

No entanto, nem sempre existirá excesso de FV e, portanto, foi necessário especificar como a BAE deveria funcionar em relação ao período do dia e, conseqüentemente ao regime tarifário. O “segundo” losango, intitulado “período c/d” refere-se à estratégia de carga e descarga da BAE, como se referiu atrás, em que, novamente, esta só irá carregar se a BAE não estiver 100% carregada e se o período considerado for “1”, tendo-se atribuído “1” ao período horário

definido como vazio conforme a figura 2.99. De forma análoga, a BAE apenas descarrega se o período for “2”, atribuído a ponta. Na descarga, a BAE apenas descarrega até 20% da sua capacidade total, visto ter-se estabelecido o *DoD* da BAE era de 80%. Para qualquer das situações, o ciclo de carga/descarga é contabilizado, como se referiu, para acompanhar o ciclo de vida da BAE. No que respeita ao impacto das operações de carga/descarga na fatura anual para o consumidor, a descarga representa uma remuneração e, portanto, “atenua” a despesa.

Tal como se procurou transmitir quanto à obtenção do índice *LCOE* no fluxograma anterior, também no da figura 3.4 se utilizou o mesmo tipo de representação para fazer notar que se obteve o índice *LCOES* através da consideração das grandezas resultantes da forma como se estipulou que a BAE iria funcionar, bem como do investimento necessário e custos de operação.

A fatura anual imputada ao consumidor é por fim, possível de alcançar e comparar com os cenários sem FV e com FV.

3.2 - Formulação matemática do algoritmo

Para a obtenção das variáveis que compõem os três fluxogramas foi necessário construir as expressões necessárias para as obter e relacionar entre si. A complexidade do encadeamento das fórmulas resultantes foi bastante elevada pelo que se usou uma indexação baseada em parêntesis “()”, para as representar quando fazem parte de outras fórmulas.

(1) Consumo Real (kWh)

$$\sum_{t=1}^{8760} D_h \times P_c \text{ (kWh)}$$

Em que:

D_h : Diagrama horário de consumo (kWh/kVA);

P_c : Potência contratada (kVA);

t : instante de tempo, em horas (h);

(1): proporcional a D_h .

(2) Auto-produção com FV (kW)

$$\sum_{t=1}^{8760} FV \times P_c (1 - p_{FV}) \text{ (kW)}$$

Em que:

p_{FV} : Perdas globais do sistema FV, assumidas em 20% de PV (%);

FV : Potência do sistema FV sem perdas (kW).

(3) Consumo Líquido com FV sem BAE (kWh)

$$(1) - (2) \text{ (kWh)}$$

(4) Produção (Injetada) Líquida com FV sem BAE (kWh)

$$- (3) \text{ (kWh)}$$

(5) Consumo Líquido com FV com BAE (kWh)

$$\sum_{t=1}^{8760} (1) + e_{FV_b} + r_b - [(2) + b_r] \text{ (kWh)}$$

Em que: e_{FV_b} : Excesso de Produção FV injetado na BAE (kWh); b_r : Descarga de Energia da BAE para a RESP, nos períodos de ponta (kWh); r_b : Carga da BAE com Energia da RESP, nos períodos de vazio (kWh).**(6) Produção (Injetada) Líquida com FV com BAE (kWh)**
– (5) (kWh)**(7) Energia Carregada do FV (kWh)**

$$\sum_{t=1}^{8760} \min[(6); P_c - SOC] \text{ (kWh)}$$

Em que:

SOC: "State of Charge" da BAE (kWh);

(7): Deteta o SOC da BAE e Carrega com FV a restante capacidade.

(8) Energia Carregada da RESP (kWh)

$$\begin{cases} \text{se } p_{cd} \neq 1, & 0 \\ \text{se } p_{cd} = 1, & 8.1) \end{cases}$$

(8.1) - Carregada sse período de carga=1

$$\sum_{t=1}^{8760} \max[(P_c - SOC) - \sum_{t=p_{liq}}^{p_{liq}+15} (6)] \text{ (kWh)}$$

Em que: a : Ano considerado; p_{cd} : "Período de Carga/Descarga" -> 0:"cheia"; 1:"Vazio"; 2:"Ponta"; p_{lic} : Produção Líq. FV (previsão), sem BAEs nos 15 períodos horários seguintes (kWh);(8.1): Só carrega da RESP se $p_{cd}=1$.**(9) Energia Descarregada para a RESP (kWh)**

$$\begin{cases} \text{se } p_{cd} \neq 2, & 0 \\ \text{se } p_{cd} = 2, & (9.1) \end{cases}$$

(9.1) - Descarregada sse período de carga=2

$$\sum_{t=1}^{8760} efi \times \min[SOC - (BAE(1 - DoD)); efi \times (3)] \text{ (kWh)}$$

Em que:

DoD: "Depth of Discharge" da BAE, definida em 20% (capacidade mínima em cada instante);

efi: Eficiência Energética da BAE, definida em 98%;

(9.1): Só descarrega da RESP se $p_{cd}=2$.

(10) "State of Charge" (SOC) Médio (%)

$$\text{méd} \left(\frac{\sum_{t=1}^{8760} SOC}{BAE} \right) (\%)$$

Em que:

(10): Informa da capacidade média anual da BAE, importante para o seu dimensionamento.

(11) Ciclos Carga/Descarga -> 100 % anuais (n)

$$\frac{(9)}{BAE}$$

(12) Investimento FV (€)

(12.1) - Expressão que procura valores na tabela

$$\text{PROCV} [P_a; \text{preços}; \text{int} \left(\left(a - \frac{2010}{5} \right) + 1; \text{Falso} \right) \times P_a]$$

Em que:

P_a : Potência de auto-produção FV

(12): Expressão considera o ano "a" e as tarifas relativas a P_a e o regime tarifário da instalação para calcular o valor do investimento FV.

(13) Investimento BAE (€)

$$\frac{(13.1) \times (13.2) \times P_a \times (11) \times 15^*}{cvid}$$

Em que:

cvid: Ciclo de Vida da BAE

$$cvid = 4000 + \frac{1000 \times (a - 2015)}{5}$$

(13.1): Expressão Custo das BAEs

$$928.16 x - 0.1343, x = P_a$$

(13.2): Expressão da depreciação do custo das BAEs ao longo dos anos

$$1.0622 y - 0.376, y = \text{int} \left(\left(\frac{a - 2010}{5} \right) \right)$$

**Vida útil do sistema, considerada para 15 anos*

(14) Investimento Total (€)

$$(12) + (13)$$

(15) Custos de Operação FV (€/ano)

$$(12) \times 1\%$$

(16) Custos de Operação BAE (€/ano)

$$(13) \times 2.5\%$$

(17) Custos de Operação Totais (€/ano)

$$(15) + (16)$$

(18) LCOE FV (€/kWh)

$$\frac{I_0 + \frac{V_r}{(1 + t_a)^n} + \sum_{a=1}^n \frac{I_{FV} + (15)}{(1 + t_a)^a}}{\sum_{a=1}^n \frac{E_a \times (1 + i_e)^a \times \prod_s^a (1 - d)^s}{(1 + t_a)^a}}$$

Em que:

a : Ano considerado;

d : degradação anual do sistema FV;

E_a : Energia Produzida pelo sistema FV no ano a (kWh);

i_e : Inflação dos Preços da Eletricidade, definida em 1.5%;

I_{FV} : Investimento no sistema FV no ano a ;

I_0 : Investimento inicial de capitais próprios no sistema FV;

n : Tempo de Vida do sistema, considerado para 15 anos;

s : Índice de ano auxiliar (Excel);

t_a : Taxa de atualização, "Discount Rate", definida em 8%/ano;

V_r : Valor Residual do sistema FV no final de n ($n=15$).

(19) LCOES BAE (€/kWh)

$$(13) + (16)$$

$$\sum_{t=1}^{16} \frac{(9) \times d \times (1 + i_e)^a}{t_a}$$

(20) Tempo de Vida da BAE (anos)

$$\frac{cvid}{(11)}$$

(21) Custo do Consumo Líquido sem FV e sem BAE (€)

$$\sum_{t=1}^{8760} \left[\frac{t_{reg}}{24} + t_{tvcf_ph} \times c_{real_h} \right] (\text{€})$$

Em que:

t_{reg} : Tarifas reguladas anuais de consumo (€/kWh)

t_{tvcf_ph} : Tarifas transitórias de venda a clientes finais, por período horário (€/kWh)

c_{real_h} : Consumo real horário (kWh)

(22) Custo do Consumo Líquido com FV e sem BAE (€)

$$\sum_{t=1}^{8760} \left[\frac{t_{reg}}{24} + t_{tvcf_ph} \times (3) \right] (\text{€})$$

(23) Custo do Consumo Líquido com FV e com BAE (€)

$$\sum_{t=1}^{8760} \left[\frac{t_{reg}}{24} + t_{tvcf_ph} \times (5) \right] (\text{€})$$

(24) Remuneração da Injetada Líquida com FV e sem BAE (€)

$$\frac{(4) \times Omie \times 0.9}{1000} (\text{€})$$

Em que:

Omie: "Preço de mercado" no mercado ibérico de energia

(25) Remuneração da Injetada Líquida com FV e com BAE (€)

$$\frac{(6) \times Omie \times 0.9}{1000} (\text{€})$$

(26) Custo Anual do Investimento com FV e sem BAE (€)

$$(18) \times (2) (\text{€})$$

(27) Custo Anual do Investimento com FV e com BAE (€)

$$(18) \times (2) + (19) \times (9) (\text{€})$$

(28) Fatura Anual sem FV e sem BAE (€)

$$(21) (\text{€})$$

(29) Fatura Anual com FV e sem BAE (€)

$$(22) - (24) + (26) + (15) (\text{€})$$

(30) Fatura Anual com FV e com BAE (€)

$$(23) - (25) + (27) + (17) (\text{€})$$

(31) Tarifa equivalente sem FV e sem BAE (€/kWh)

$$\frac{(28)}{(1)} (\text{€})$$

(32) Tarifa equivalente com FV e sem BAE (€/kWh)

$$\frac{(29)}{(1)} (\text{€})$$

(33) Tarifa equivalente com FV e com BAE (€/kWh)

$$\frac{(30)}{(1)} (\text{€})$$

As expressões apresentadas traduzem *outputs* que foram sendo construídos ao longo do trabalho desenvolvido por forma a permitirem uma análise cada vez mais complexa e precisa do impacto económico da introdução das BAEs numa instalação com autoconsumo. Vários destes *outputs* encontram-se diretamente interligados, pelo que, sempre que surge em qualquer das expressões acima expostas, um número entre parêntesis, este representará uma das expressões anteriormente descritas.

Esta simplificação foi tomada de modo a reduzir o volume ocupado pelas expressões bem como a sua legibilidade, já que, várias expressões foram obtidas tendo outras como *inputs* (atente-se a expressão (29) por exemplo).

3.3 - Considerações sobre integração de sistema FV

As considerações tomadas concretamente para os sistemas FV foram as seguintes:

- **Potência do sistema** - sistemas de 0.25, 0.5, 0.75, 1, 1.25, 1.5, 3, 5, 10, 20 e 100kW;
- **Investimento no sistema** - dimensionamento ótimo de FV por potência contratada;
- **Custos de operação (anuais)** - 1%;
- **Investimento em capitais próprios** - 20%;
- **Taxa de empréstimo (apenas para sistema FV)** - 10%;
- **Duração do empréstimo (apenas para sistema FV)** - 10 anos;

Os sistemas FV têm vindo a diminuir de preços, especialmente na última década, tendência que se prevê que continue e, inclusivamente, se intensifique durante os próximos anos. Do ponto de vista económico o que interessa será o investimento no sistema e os seus custos de operação. Pretende-se para cada instalação de consumo, a integração de um sistema otimizado às características de consumo da mesma, e que, dessa forma minimize os custos e acelere o mais possível a rentabilidade.

Por forma a tornar possível estabelecer uma comparação coerente e realista ao nível da fatura energética anual para o consumidor nos vários cenários criados, foi assumida uma taxa de inflação anual dos preços da eletricidade de 1.5%, sendo este um valor que se considerou até conservativo, nomeadamente num horizonte temporal estendido. Por fim, tornou-se imprescindível considerar o ano de instalação do sistema FV visto que a constante baixa de preço destes sistemas implicará fortemente no investimento inicial. Para efeitos de análise da viabilidade económica assumiu-se coerente utilizar um intervalo de 5 anos como representativo da evolução dos custos associados à instalação do sistema (fazendo a análise do contexto atual em 2016 e posteriormente, a partir de 2020 até 2050). Com base nos preços em €/kW atuais para 1kW FV instalado, foi criado um gráfico que relaciona o custo em €/kW (com IVA a 23%), por kW total instalado. Verificou-se que para sistemas de menor potência o custo é substancialmente maior proporcionalmente àquele que se verifica para sistemas de maior dimensão, estabilizando a partir dos 20kW aproximadamente. A expressão resultante da “linha-tendência” foi a que mostra o Gráfico 3.3, em que $x = P_a$ (Potência de auto-produção FV).

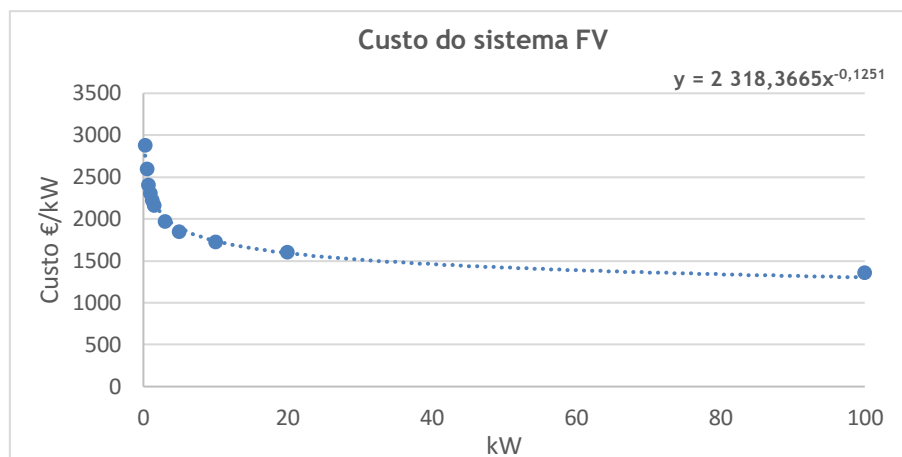


Gráfico 3.3 - Custo do sistema FV e expressão da linha-tendência

Por meio destes foi possível descobrir os preços (€/kWp) para os vários níveis de potência dos sistemas FV a utilizar no modelo. Da mesma forma, e com base nos valores previstos ao longo dos próximos anos do preço em €/kW destes sistemas, foi analisada a evolução do preço na perspectiva da percentagem do valor a pagar no ano definido, em relação à que o mesmo sistema custa em 2016. Na prática, verificou-se que o valor a pagar em €/kW em 2020 será 85% daquele a pagar em 2016 e que em 2025 apenas 70%. Constatou-se que, a partir de 2040 essa percentagem seria de 53%, suavizando-se esta evolução dos preços até 2050, como uma redução já de apenas mais 5% (48% do valor em 2050). Esta evolução pode por sua vez ser caracterizada pela expressão: $y = 1,0429x^{-0,373}$, em que x será a expressão normalizada relativa ao ano de instalação escolhido.

Ajustando esta expressão para os diferentes níveis de potência escolhidos para os sistemas FV e, “linearizando” a evolução anual para considerar uma evolução de 5 em 5 anos (fator de 5) foi finalmente possível criar uma tabela com a completa evolução dos preços em €/kW dos sistemas FV ao longo dos anos e em função do respetivo nível de potência escolhido.

Desta forma foi também possível calcular o LCOE (€/kWh) do sistema para cada ano considerado, conseguindo-se assim uma perspectiva muito interessante ao nível do momento temporal mais apropriado economicamente para a instalação dos sistemas FV.

No que respeita ao investimento necessário nos sistemas FV até 2050, com as considerações especificadas atrás, foi possível criar a tabela 3.1, com informação de preços para diferentes níveis de potência FV.

Tabela 3.1 - Previsão da evolução dos preços dos sistemas FV, em função da sua potência e ano de instalação, até 2050

Custo dos sistemas FV com IVA (€/kW)								
Potência FV (kW)	Ano da Instalação							
	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
0,25	2757	2477	2249	2100	1992	1907	1838	1781
0,5	2528	2199	1975	1830	1725	1643	1578	1523
0,75	2403	2009	1784	1641	1537	1457	1393	1340
1	2318	1902	1671	1525	1420	1340	1276	1222
1,25	2255	1805	1569	1420	1315	1234	1170	1117
1,5	2204	1740	1495	1343	1236	1155	1090	1037
3	2021	1583	1357	1217	1118	1043	984	935
5	1896	1468	1248	1113	1018	946	890	843
10	1738	1360	1144	1013	921	852	798	754
20	1594	1235	1021	892	803	737	686	644
100	1303	1028	835	720	642	585	540	505

3.4 - Considerações sobre integração de sistemas FV e BAEs

As considerações tomadas concretamente para os sistemas FV foram as seguintes:

- **Capacidade da BAE** - valores entre 0,25 e 20 kWh foram experimentados;
- **Investimento no sistema** - relação entre a potência e o ano de instalação;
- **Custos de Operação (anuais)** - 2.5%;
- **Eficiência da BAE** - considerou-se 98%;
- **Ciclo de Vida** - foi calculada a tendência de evolução deste parâmetro (Gráfico 3.4);
- **Profundidade de Descarga (DoD)** - 80%

A fim de caracterizar ao longo dos anos a evolução dos preços das BAEs, foi criado o gráfico 3.6, com base na pesquisa desenvolvida, considerando que o preço das BAEs para uso doméstico seguiria a tendência de evolução do das baterias para o mercado automóvel, como mostra nomeadamente, a figura 2.115 atrás. Desta forma, este permite analisar como se prevê que ocorra a sua depreciação ao longo dos anos, face ao valor presente, em 2016, tendo-se para tal utilizado a expressão: $y = 1,0622x^{-0,376}$, em que x é um fator de normalização da evolução esperada a cada 5 anos.

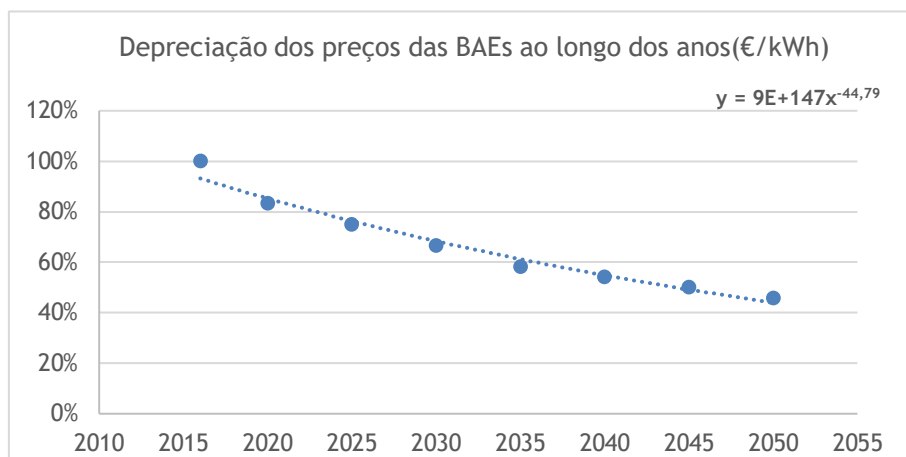


Gráfico 3.4 - Depreciação dos preços das BAEs até 2050

Fez-se acompanhar esta evolução com o progresso ao nível do aumento dos ciclos de vida das baterias. Mais uma vez, de forma conservativa e realista, assumiu-se que atualmente os ciclos de vida de uma bateria de *Li-ion* serão de cerca de 4200. O gráfico 3.6 foi obtido com base na assunção de que as BAEs em causa possuem capacidade energética (kWh) igual à potência de carga e descarga do sistema (kW). Considerou-se que esta seria a solução mais adequada e simplificativa para caracterizar o tipo de aplicações para as quais se está a equacionar a integração das BAEs.

Esta estratégia permitiu assumir que em 2025 os preços serão aproximadamente 25% inferiores, ao passo que, a partir de 2045 passarão a ser menos de metade dos que se praticam atualmente. No que respeita à evolução dos ciclos de vida, considerou-se uma tendência de aumento de cerca de 1000 ciclos por cada 5 anos, resultando assim, uma estimativa de cerca de 11000 ciclos em 2050. Aparentemente este pode parecer um valor baixo e até mesmo praticável muito em breve e não dentro de 30 anos, contudo, o intuito é de que este será o valor “base”, disponível para qualquer sistema residencial, pelo que é expectável que existam sistemas substancialmente mais duradouros. Tornou-se então necessário obter uma função que caracterizasse o custo das baterias em €/kW para o contexto doméstico, já contabilizando o IVA (23%), a qual resultou da criação do Gráfico 3.7: $y = 928,1664x^{-0,1343}$, em que $x = P_a$.

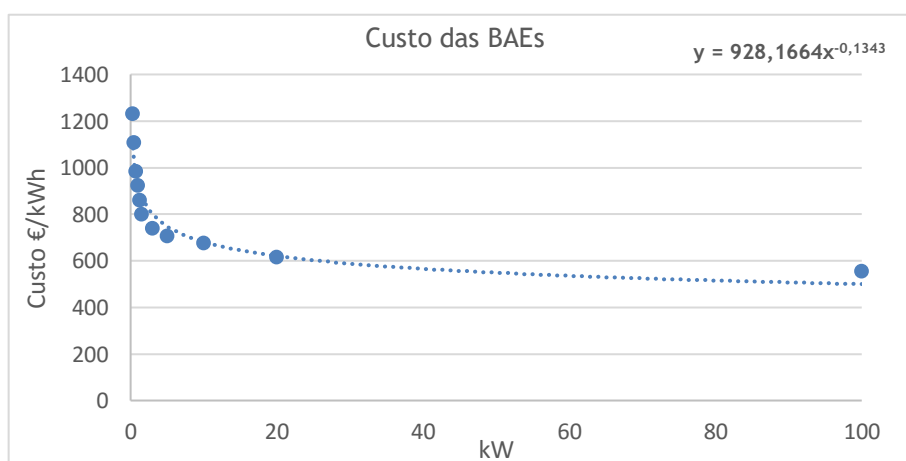


Gráfico 3.5 - Evolução do custo das BAEs e expressão da linha-tendência

Estas considerações não procuraram propiciar os “melhores resultados possíveis” ao nível das conclusões a retirar do modelo desenvolvido, mas antes, permitir a apresentação de dados realistas e fiáveis que não pecassem por excesso de confiança, mesmo que seja essa a perspetiva mais difundida.

De forma análoga ao que se fez para analisar os preços dos sistemas FV, criou-se a tabela 3.2, similar à anterior, com informação da previsão da evolução dos preços das BAEs até 2050, em relação à sua capacidade.

Tabela 3.2 - Previsão da evolução dos preços das BAEs, em função da sua capacidade e ano de instalação, até 2050

<u>Custo das BAEs com IVA (€/kWh)</u>								
<u>Capacidade</u> <u>(kWh/kW)</u>	<u>Ano da Instalação</u>							
	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
0,25	1188	915	786	705	648	605	571	543
0,5	1082	834	716	643	591	552	521	495
0,75	1025	790	678	608	559	522	493	469
1	986	760	652	585	538	503	474	451
1,25	957	737	633	568	522	488	460	438
1,5	934	719	618	554	510	476	449	427
3	851	655	563	505	464	434	409	389
5	794	612	525	472	434	405	382	363
10	724	558	479	430	395	369	348	331
20	659	508	436	391	360	336	317	302
100	531	409	351	315	290	271	256	243

Assim, e tal como se fez no ponto anterior que apenas considerava o sistema FV, aferiu-se quais as características de utilização que se poderiam considerar comuns aos dois sistemas e definiram-se quais os aspetos adicionais a contabilizar no estudo de viabilidade que inclui as Baés. Entre as características comuns, conservou-se o ano de instalação, o investimento, os custos de operação, a taxa de atualização, a inflação dos preços da eletricidade e a potência. Por outro lado, foi necessário considerar os ciclos de vida da bateria, a sua profundidade de descarga (DoD=80%), e a sua eficiência.

3.5 - Conclusões

Neste capítulo foi analisada a melhor metodologia a seguir, enquadrando-a com os resultados que se pretendiam obter. Para tal foi imprescindível a criação de um fluxograma

que ilustrasse o funcionamento pretendido para o sistema com BAEs. Com esta definição foi possível transpôr para o *Excel*[®] o conceito idealizado e construir o modelo apresentado.

Uma vez finalizado o modelo, foi-se desenvolvendo uma sensibilidade ao nível do comportamento do sistema nas simulações feitas, criando-se assim as condições para a sistematização de cenários para diferentes níveis de potência contratada, o que culminou no que se apresenta no capítulo seguinte.

Capítulo 4

Cenários de Integração de BAEs

4.1 - Criação de cenários para simulação

Os diversos cenários simulados pretendem possibilitar uma análise da forma como se prevê que os custos ligados à instalação das BAEs evoluam e, mais importante, averiguar qual a melhor altura para o consumidor as adquirir.

O modelo desenvolvido salienta os custos de aquisição com o sistema FV ou com ambos os sistemas, comparando a fatura nestes contextos, com a fatura do consumidor que não possui qualquer sistema renovável instalado.

De seguida, apresentam-se resultados obtidos com um cenário exemplo, de instalação de sistema FV e FV+BAEs, com o *software Excel®*. O cenário escolhido foi o seguinte:

- **Ano:** 2016;
- **Potência contratada:** 10,35(kVA) e regime tarifário: Tri-horário;
- **Potência do sistema FV:** 1,25kW;
- **Capacidade da BAE:** 0,5 (kWh/kW) e profundidade de descarga da BAE (DoD): 80%;

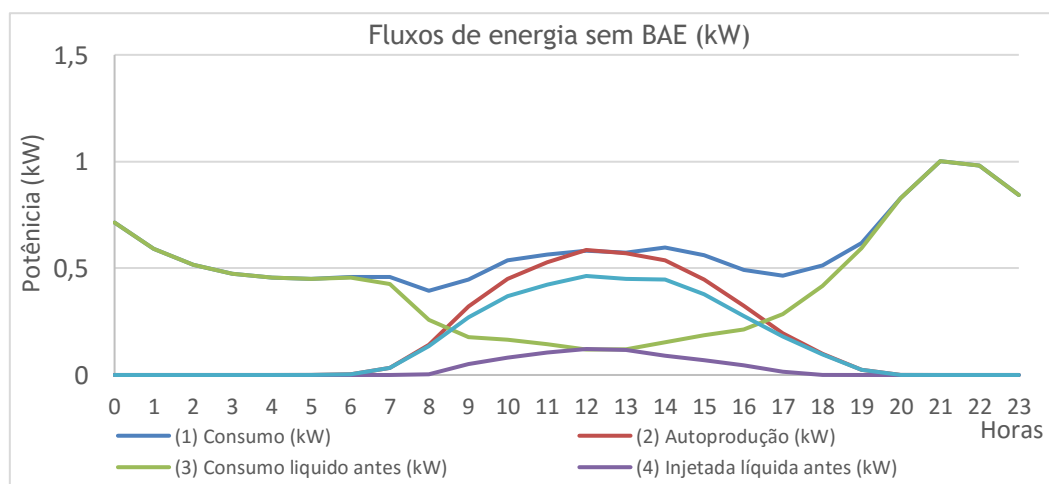


Gráfico 4.1 - Fluxos de energia antes da introdução da BAE

O gráfico 4.1 mostra como se comportam os fluxos de energia (kW) para este cenário, ao passo que o gráfico 4.2 mostra alteração que a curva de consumo líquido, correspondente à

curva de cor verde no gráfico 4.1, sofre com a introdução de uma pequena BAE de apenas 0.5 (kWh/kW), sendo esta responsável pela suavização da curva de consumo.

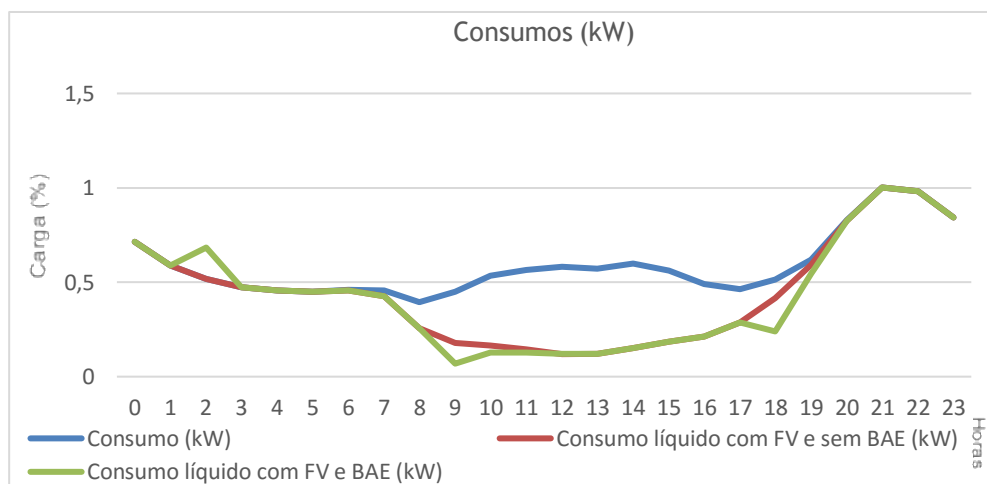


Gráfico 4.2 - Perfil de consumo com introdução de BAE

A tabela 4.1 relembra as tarifas BTN por potência contratada, tomadas por referência para o cálculo das faturas imputadas ao consumidor, em cada uma das configurações de consumo, potência contratada e produção renovável instalada (ou não), experimentadas a fim de encontrar as potências e capacidades ótimas para cada caso particular.

Tabela 4.1 Tarifas BTN por potência contratada

Regime Tarifário	Pot. Contratada (kVA)	Tarifas BTN				
Simples	3,45	0,1584	0,1634	0,1634	0,1634	0,1634
Bi-horário	3,45	0,1584	0,1909	0,1909	0,1002	0,1002
Tri-horário	3,45	0,1584	0,2169	0,1716	0,1002	0,1002
Simples	6,9	0,3003	0,1634	0,1634	0,1634	0,1634
Bi-horário	6,9	0,3003	0,1909	0,1909	0,1002	0,1002
Tri-horário	6,9	0,3003	0,2169	0,1716	0,1002	0,1002
Simples	10,35	0,4419	0,1641	0,1641	0,1641	0,1641
Bi-horário	10,35	0,4419	0,1947	0,1947	0,101	0,101
Tri-horário	10,35	0,4419	0,2208	0,1747	0,101	0,101
Tri-horário	20,7	1,4386	0,3095	0,1546	0,0866	0,0866
Tri-horário	41,4	2,1372	0,3095	0,1546	0,0866	0,0866

É facilmente perceptível que, tal como se pretendia com o algoritmo definido, a BAE carrega durante a madrugada, descarregando depois às horas de ponta. Este critério é suportado nomeadamente pela diferença nos valores aplicados pelo sistema tarifário conforme o período horário, como sintetiza a Tabela 4.1.

Na Tabela 4.2, para o mesmo cenário, simulado computacionalmente, podem ver-se os *inputs* considerados, a sombreado, em “Cenário considerado”, tal como os *outputs*.

Tabela 4.2 - Exemplo de um cenário considerado para 2016

<u>Cenário considerado</u>	<u>Ano da instalação</u>	2016
	<u>Potência contratada (kW)</u>	10,35
	<u>Potência autoprodução PV (kW)</u>	1,25
	<u>Capacidade da bateria (kWh/kW)</u>	0,5
	<u>Profundidade de descarga (%)</u>	80%
	<u>Tarifário</u>	Tri-horário
Energia anual (kWh)	(1) Consumo s/PV e s/ Bat	5 156
	(2) Autoprodução c/PV	1 556
	(3) Consumo líquido c/PV s/Bat	3 858
	(4) Injetada líquida c/PV s/Bat	258
	(5) Consumo líquido c/PV c/Bat	3 776
	(6) Injetada líquida c/PV c/Bat	172
Baterias	(7) Energia carregada do PV (kWh)	86
	(8) Energia carregada da rede (kWh)	61
	(9) Energia anual descarregada (kWh)	144
	(10) SOC médio (%)	45%
	(11) Ciclos carga/descarga - 100% anuais (n)	287
Custos do sistema	(12) Investimento PV (€)	2 818,18 €
	(13) Investimento Bateria (€)	555,48 €
	(14) Investimento Total (€)	3 373,66 €
	(15) Custos de operação PV (€/ano)	28,18 €
	(16) Custos de operação da Bateria (€/ano)	13,89 €
	(17) Custos de operação Total (€/ano)	42,07 €
	(18) LCOE PV (€/kWh)	0,20 €
	(19) LCOES da Bateria (€/kWh)	0,50 €
	(21) Tempo de vida da bateria (anos)	14,6
Custos para consumidor (€)	(22) Custo do consumo líquido s/PV e s/Bat	1 299,77 €
	(23) Custo do consumo líquido c/PV e s/Bat	1 013,24 €
	(24) Custo do consumo líquido c/PV e c/Bat	994,98 €
	(25) Remuneração da injetada líquida c/PV e s/Bat	10,22 €
	(26) Remuneração da injetada líquida c/PV e c/Bat	6,85 €
	(27) Custo anual do investimento c/PV e s/Bat	318,42 €
	(28) Custo anual do investimento c/PV e c/Bat	389,77 €
	(29) Fatura anual s/PV e s/Bat	1 299,77 €
	(30) Fatura anual c/PV e s/Bat	1 349,61 €
	(31) Fatura anual c/PV e c/Bat	1 419,97 €
	(32)= (29)/(1) Tarifa equivalente s/PV e s/Bat	0,252 €
Tarifas equivalentes consumo (€/kWh)	(33)= (30)/(1) Tarifa equivalente c/PV e s/Bat	0,262 €
	(34)= (31)/(1) Tarifa equivalente s/PV e s/Bat	0,275 €

De facto, a introdução do sistema FV escolhido, como exemplo, reflete-se na fatura anual num aumento de 3.7% ao passo que a introdução também do sistema de BAEs representaria um acréscimo de cerca de 8.5%. A Tabela 4.3 mostra o que sucede, apenas com a alteração do ano de instalação para 2020.

Tabela 4.3 - Exemplo do cenário homólogo ao da Tabela 4.2, considerado para 2020

<u>Cenário considerado</u>	<u>Ano da instalação</u>	2020
	<u>Potência contratada (kW)</u>	10,35
	<u>Potência autoprodução PV (kW)</u>	1,25
	<u>Capacidade da bateria (kWh/kW)</u>	0,5
	<u>Profundidade de descarga (%)</u>	80%
	<u>Tarifário</u>	Tri-horário
Energia anual (kWh)	(1) Consumo s/PV e s/ Bat	5 156
	(2) Autoprodução c/PV	1 556
	(3) Consumo líquido c/PV s/Bat	3 858
	(4) Injetada líquida c/PV s/Bat	258
	(5) Consumo líquido c/PV c/Bat	3 776
	(6) Injetada líquida c/PV c/Bat	172
Baterias	(7) Energia carregada do PV (kWh)	86
	(8) Energia carregada da rede (kWh)	61
	(9) Energia anual descarregada (kWh)	144
	(10) SOC médio (%)	45%
	(11) Ciclos carga/descarga - 100% anuais (n)	287
Custos do sistema	(12) Investimento PV (€)	2 256,58 €
	(13) Investimento Bateria (€)	359,55 €
	(14) Investimento Total (€)	2 616,13 €
	(15) Custos de operação PV (€/ano)	22,57 €
	(16) Custos de operação da Bateria (€/ano)	8,99 €
	(17) Custos de operação Total (€/ano)	31,55 €
	(18) LCOE PV (€/kWh)	0,16 €
	(19) LCOES da Bateria (€/kWh)	0,32 €
	(21) Tempo de vida da bateria (anos)	17,4
Custos para consumidor (€)	(22) Custo do consumo líquido s/PV e s/Bat	1 321,67 €
	(23) Custo do consumo líquido c/PV e s/Bat	1 031,04 €
	(24) Custo do consumo líquido c/PV e c/Bat	1 011,40 €
	(25) Remuneração da injetada líquida c/PV e s/Bat	10,22 €
	(26) Remuneração da injetada líquida c/PV e c/Bat	6,85 €
	(27) Custo anual do investimento c/PV e s/Bat	254,96 €
	(28) Custo anual do investimento c/PV e c/Bat	301,15 €
	(29) Fatura anual s/PV e s/Bat	1 321,67 €
	(30) Fatura anual c/PV e s/Bat	1 298,35 €
	(31) Fatura anual c/PV e c/Bat	1 337,25 €
Tarifas equivalentes consumo (€/kWh)	(32)= (29)/(1) Tarifa equivalente s/PV e s/Bat	0,256 €
	(33)= (30)/(1) Tarifa equivalente c/PV e s/Bat	0,252 €
	(34)= (31)/(1) Tarifa equivalente s/PV e s/Bat	0,259 €

A comparação das duas tabelas anteriores propõe a verificação da evolução dos custos para o consumidor com a aquisição destes sistemas e, nomeadamente a rápida mudança de conjuntura que será expectável. A análise da Tabela 4.3, com uma projecção a 4 anos, permite constatar o aumento da fatura energética anual para o consumidor doméstico que compre toda a energia à RESP (inflação anual de 1.5%), sendo curioso observar que, com um sistema FV, esta tornar-se-á mais barata neste exemplo, sendo apenas irrisória a diferença entre a instalação “comum” e aquela com sistemas FV+BAE.

A tabela 4.4 repete o exercício, para o ano de 2025.

Tabela 4.4 - Exemplo do cenário homólogo ao das Tabelas 4.2 e 4.3, considerado para 2025

<u>Cenário considerado</u>	<u>Ano da instalação</u>	2025
	<u>Potência contratada (kW)</u>	10,35
	<u>Potência autoprodução PV (kW)</u>	1,25
	<u>Capacidade da bateria (kWh/kW)</u>	0,5
	<u>Profundidade de descarga (%)</u>	80%
	<u>Tarifário</u>	Tri-horário
Energia anual (kWh)	(1) Consumo s/PV e s/ Bat	5 156
	(2) Autoprodução c/PV	1 556
	(3) Consumo líquido c/PV s/Bat	3 858
	(4) Injetada líquida c/PV s/Bat	258
	(5) Consumo líquido c/PV c/Bat	3 776
	(6) Injetada líquida c/PV c/Bat	172
Baterias	(7) Energia carregada do PV (kWh)	86
	(8) Energia carregada da rede (kWh)	61
	(9) Energia anual descarregada (kWh)	144
	(10) SOC médio (%)	45%
	(11) Ciclos carga/descarga - 100% anuais (n)	287
Custos do sistema	(12) Investimento PV (€)	1 961,20 €
	(13) Investimento Bateria (€)	257,26 €
	(14) Investimento Total (€)	2 218,46 €
	(15) Custos de operação PV (€/ano)	19,61 €
	(16) Custos de operação da Bateria (€/ano)	6,43 €
	(17) Custos de operação Total (€/ano)	26,04 €
	(18) LCOE PV (€/kWh)	0,14 €
	(19) LCOES da Bateria (€/kWh)	0,23 €
	(21) Tempo de vida da bateria (anos)	20,9
Custos para consumidor (€)	(22) Custo do consumo líquido s/PV e s/Bat	1 350,95 €
	(23) Custo do consumo líquido c/PV e s/Bat	1 054,84 €
	(24) Custo do consumo líquido c/PV e c/Bat	1 033,33 €
	(25) Remuneração da injetada líquida c/PV e s/Bat	10,22 €
	(26) Remuneração da injetada líquida c/PV e c/Bat	6,85 €
	(27) Custo anual do investimento c/PV e s/Bat	221,59 €
	(28) Custo anual do investimento c/PV e c/Bat	254,64 €
	(29) Fatura anual s/PV e s/Bat	1 350,95 €
	(30) Fatura anual c/PV e s/Bat	1 285,82 €
	(31) Fatura anual c/PV e c/Bat	1 307,16 €
Tarifas equivalentes consumo (€/kWh)	(32)= (29)/(1) Tarifa equivalente s/PV e s/Bat	0,262 €
	(33)= (30)/(1) Tarifa equivalente c/PV e s/Bat	0,249 €
	(34)= (31)/(1) Tarifa equivalente s/PV e s/Bat	0,254 €

Analisando por fim, a Tabela 4.4, perspectiva-se que a fatura anual para o consumidor final em 2020 (dentro de 9 anos), no contexto especificado, seja já inferior com sistema FV ou com sistemas FV+BAE, em relação à fatura sem qualquer destes sistemas, assinalando-se assim um ponto de viragem definitivo na dúvida sobre a economia que é possível alcançar com a adoção de tais sistemas. Este resultado deve-se claramente à economia de escala e forte evolução tecnológica para os sistemas FV e, principalmente, para as BAEs.

Claro que este exemplo, analisado apenas com a alteração de um parâmetro (ano), apresenta uma validade apenas circunstancial, podendo conjecturar-se contextos mais refinados e com vista ao aproveitamento das características técnicas dos sistemas em causa, bem como das características conceptuais definidas pelo modelo desenvolvido e apresentado, tendo sido esta de resto, a motivação para a exploração das várias restantes possibilidades.

4.2 - Definição dos cenários relevantes

Tal como as tabelas acima mencionadas mostram, o modelo desenvolvido apresenta muitos aspetos interessantes de analisar no contexto da motivação deste trabalho. Contudo, para a obtenção de resultados, tornou-se necessário filtrar quais os dados necessários a utilizar por forma a responder da melhor e mais objetiva forma possível ao ponto fulcral em estudo.

Assim, e estando em causa, essencialmente uma análise de viabilidade económica, decidiu-se que os aspetos fundamentais seriam:

- **Potência Contratada** (tendo-se optado por analisar apenas em tarifário tri-horário);
- **Ano de Instalação**;
- **Potência do Sistema FV**;
- **Capacidade da BAE**;
- **Indicadores *LCOE* e *LCOES*** (€/kWh);
- **Faturas de eletricidade com FV e com FV e BAE** (€/ano);
- **Poupança anual** obtida com Sistema FV e BAE ao longo do horizonte temporal considerado, em relação à fatura original.

Começou-se por definir que em primeiro lugar seria escolhida a potência contratada (P_c) a analisar e de seguida, se daria início ao registo de resultados, nas mesmas condições para todas as consideradas, por forma a analisar qual o melhor cenário/cominação para cada uma.

Fixou-se então a potência FV para cada caso e variou-se a capacidade da bateria, registando os resultados de cada combinação descrita no capítulo anterior, até todas serem obtidas e comparadas. A comparação foi feita ao longo do horizonte temporal completo e não apenas para alguns anos.

Desta forma, para cada nível de potência, foi possível mapear qual a potência FV e capacidade da BAE mais adequados, nomeadamente pela análise comparativa da evolução dos índices *LCOE* e *LCOES* bem como das faturas anuais. Foi considerado ainda um fator adicional de comparação entre os resultados obtidos, pela forma da poupança obtida ao longo dos anos, com a integração das BAEs, em relação à fatura original. Este parâmetro foi por vezes negativo, nomeadamente nos primeiros anos após instalação do sistema, querendo isso dizer, obviamente que, durante esse período existe uma despesa e não poupança.

O objetivo foi o de perceber, como se pretendia desde início, quando se poderá considerar economicamente viável a integração das BAEs.

Os cenários selecionados que representam os diferentes perfis de consumo com obtenção de melhores resultados do ponto de vista económico foram os destacados na tabela 4.5. Por forma a definir as características de cada cenário, estes foram nomeados de acordo com os perfis típicos de consumo em que se podem enquadrar.

Tabela 4.5 - Cenários selecionados

<u>Cenário</u>	<u>Potência Contratada (kVA)</u>	<u>Potência FV (kW)</u>	<u>Capacidade BAE (kWh)</u>
<u>1 – Pequeno Consumidor</u> pequena BAE	3.45	0.25	0.1
<u>2 – Médio Consumidor</u> pequena BAE	6.9	1	0.25
<u>3 –Consumidor Familiar</u> pequena BAE	10.35	1.5	0.25
<u>4 –Consumidor Empresarial</u> BAE de grande capacidade	20.7	5	12
<u>5 –Pequena Indústria</u> BAE de grande capacidade	41.4	10	15

4.3 - Conclusões

No presente capítulo procurou-se informar de forma breve, simples, e objetiva o processo de experimentação e definição dos cenários, que conduziu à obtenção dos resultados apresentados no capítulo 5.

Optou-se por descrever este processo, a par da visualização de um exemplo do tipo de processo iterativo desenvolvido. Com o exemplo apresentado pretendia-se uma mais fácil compreensão das variáveis consideradas, sua interligação e até ordem de grandeza. Por outro lado, através da análise das tabelas que descrevem o referido exemplo tornou-se também possível mostrar a totalidade dos *outputs* devolvidos pelo modelo.

Capítulo 5

Resultados

Neste capítulo comparam-se os resultados obtidos para os cenários considerados e retiram-se elações sobre os mesmos.

5.1 - Resultados iniciais

Assim, o primeiro cenário considerado foi o cenário 1, de pequeno consumidor (3,45kVA) e foi composto pelos dados que a tabela 5.1 compreende.

Tabela 5.1 - Pequeno Consumidor

Ano	Pc (kVA) - tri	FV (kW)	BAE (kWh)	LCOE (€/kWh)	LCOES (€/kWh)	Fatura s/ (€/ano)	Fatura FV (€/ano)	Fatura BAE (€/ano)	Poupança	
									(€/ano)	(%)
2016	3,45	0,25	0,1	0,250	0,616	430,604	448,844	469,380	-38,776	-9,01%
2020				0,225	0,399	438,083	446,741	459,566	-21,483	-4,90%
2025				0,204	0,285	448,081	448,445	457,022	-8,941	-2,00%
2030				0,191	0,220	458,851	453,252	459,182	-0,331	-0,07%
2035				0,181	0,177	470,454	460,020	464,059	6,395	1,36%
2040				0,173	0,147	482,954	468,309	470,864	12,089	2,50%
2045				0,167	0,125	496,419	477,928	479,236	17,183	3,46%
2050				0,162	0,108	510,926	488,797	489,000	21,926	4,29%
Média:									-11,937	-0,545

A tabela 5.1 resulta da pela melhor configuração obtida nas dezenas de simulações realizadas com vista a verificar qual seria o melhor conjunto “FV+BAE” a integrar numa pequena instalação.

Conforme se pode verificar, existem dois aspetos que se destacam, sendo eles a muito baixa capacidade da BAE e o facto de a média de poupança anual ter resultado negativa, mesmo em 2050. No que respeita à capacidade da BAE, esta, mesmo sendo absolutamente simbólica, contribui negativa e não positivamente, para a fatura final. Facto pelo qual não existe poupança com a integração destes sistemas neste cenário. O segundo cenário, 2, considera um

consumidor médio (6,9kVA) e já possibilita uma análise diferente e mais positiva em relação à viabilidade de integração destes sistemas.

Tabela 5.2 - Médio Consumidor

<u>Ano</u>	<u>Pc (kVA)</u> <u>- tri</u>	<u>FV</u> <u>(kW)</u>	<u>BAE</u> <u>(kWh)</u>	<u>LCOE</u> <u>(€/kWh)</u>	<u>LCOES</u> <u>(€/kWh)</u>	<u>Fatura s/</u> <u>(€/ano)</u>	<u>Fatura FV</u> <u>(€/ano)</u>	<u>Fatura</u> <u>BAE</u> <u>(€/ano)</u>	<u>Poupança</u> <u>(€/ano)</u> <u>(%)</u>	
<u>2016</u>	6,9	1	0,25	0,210	0,540	855,190	924,120	961,930	-106,740	-12,48%
<u>2020</u>				0,170	0,350	869,770	884,590	905,050	-35,270	-4,06%
<u>2025</u>				0,150	0,250	889,280	871,800	882,620	6,6500	0,75%
<u>2030</u>				0,140	0,190	910,280	870,570	875,350	34,940	3,84%
<u>2035</u>				0,130	0,160	932,920	875,780	876,190	56,730	6,08%
<u>2040</u>				0,120	0,130	957,300	885,400	882,350	74,950	7,83%
<u>2045</u>				0,120	0,110	983,560	898,490	892,500	91,070	9,26%
<u>2050</u>				0,111	0,095	1011,860	914,562	905,939	105,921	10,47%
Média:									<u>228,251</u>	<u>2,71%</u>

Tabela 5.3 - Consumidor Familiar

Ano	Pc (kVA) - tri	FV (kW)	BAE (kWh)	LCOE (€/kWh)	LCOES (€/kWh)	Fatura s/ (€/ano)	Fatura FV (€/ano)	Fatura BAE (€/ano)	Poupança (€/ano) (%)	
2016	10,35	1,5	0,25	0,200	0,545	1299,766	1376,505	1414,032	-114,266	-8,79%
2020				0,158	0,353	1321,670	1308,307	1328,326	-6,656	-0,50%
2025				0,136	0,252	1350,950	1286,570	1296,869	54,081	4,00%
2030				0,122	0,194	1382,493	1283,608	1287,794	94,698	6,85%
2035				0,112	0,156	1416,473	1290,865	1290,633	125,840	8,88%
2040				0,105	0,130	1453,080	1305,011	1301,271	151,808	10,45%
2045				0,099	0,110	1492,515	1324,497	1317,771	174,745	11,71%
2050				0,094	0,095	1534,999	1348,540	1339,133	195,866	12,76%
Média:									676,116	5,67%

Tabela 5.4 - Consumidor Empresarial

Ano	Pc (kVA) - tri	FV (kW)	BAE (kWh)	LCOE (€/kWh)	LCOES (€/kWh)	Fatura s/ (€/ano)	Fatura FV (€/ano)	Fatura BAE (€/ano)	Poupança (€/ano) (%)	
2016	20,7	5	12	0,172	0,324	3716,730	3758,754	4013,594	-296,864	-7,99%
2020				0,133	0,210	3782,611	3547,168	3593,419	189,192	5,00%
2025				0,113	0,150	3870,676	3480,502	3402,967	467,710	12,08%
2030				0,101	0,115	3965,548	3470,855	3309,352	656,196	16,55%
2035				0,092	0,093	4067,751	3491,930	3264,517	803,234	19,75%
2040				0,086	0,077	4177,853	3533,560	3249,320	928,533	22,23%
2045				0,081	0,065	4296,464	3591,034	3254,557	1041,907	24,25%
2050				0,077	0,057	4424,241	3661,978	3275,299	1148,942	25,97%
Média:									4938,850	14,73%

Rapidamente, pela análise dos resultados que apresenta, é possível constatar que aparentemente, a integração dos sistemas em análise parece estar mais adaptada a níveis de potência superiores.

A tabela 5.5 vem confirmar essa análise, ao apontar para uma poupança manifestamente significativa. Trata-se, no entanto, de um contexto que será muitíssimo pouco representativo do conceito de consumidor doméstico, refletindo antes, na maioria dos casos, uma pequena ou média empresa, e não uma habitação.

Tabela 5.5 - Pequena Indústria

Ano	Pc (kVA) - tri	FV (kW)	BAE (kWh)	LCOE (€/kWh)	LCOES (€/kWh)	Fatura s/ (€/ano)	Fatura FV (€/ano)	Fatura BAE (€/ano)	Poupança (€/ano) (%)	
2016	41,4	10	15	0,1578	0,3144	7163,3607	7053,7702	7496,0464	-332,686	-4,64%
2020				0,1234	0,2035	7278,5485	6674,1080	6727,1865	551,362	7,58%
2025				0,1039	0,1456	7432,5234	6524,2771	6345,2873	1087,236	14,63%
2030				0,0919	0,1120	7598,3980	6486,0284	6148,8290	1449,569	19,08%
2035				0,0836	0,0901	7777,0922	6506,6306	6044,6247	1732,467	22,28%
2040				0,0774	0,0748	7969,5965	6565,7596	5995,6496	1973,947	24,77%
2045				0,0725	0,0635	8176,9783	6653,9679	5984,0961	2192,882	26,82%
2050				0,0685	0,0549	8400,3875	6766,4400	6000,3847	2400,003	28,57%
Média:									11054,78	17,38%

Ao passo que para o pequeno consumidor se prevê bastante difícil conseguir viabilidade económica com a integração dos dois sistemas, para todas as restantes P_c essa possibilidade existe, podendo mesmo, em alguns casos resultar numa poupança muito substancial.

No que toca ao nível de P_c mais baixo, existem dois aspetos importantes a lembrar. Em primeiro lugar, tratando-se de uma instalação com baixo consumo energético, o dimensionamento dos sistemas FV e BAE seguirá também uma escala muito baixa, o que provoca um forte aumento no investimento. Devido a essa realidade, e considerando o modelo utilizado, a aquisição de dois sistemas, FV e BAEs, compreende-se que o investimento seja alto comparativamente com as vantagens que estes podem oferecer numa instalação que consome já “muito pouca energia”. Sobra pouca margem para “criar” poupança, e o sistema só começa a gerar retorno em 2035.

Para o pequeno e médio consumidor, a situação é já totalmente diferente, a poupança começa a emergir em 2025, conseguindo-se vantagem face ao modelo de consumo original. Salienta-se, no entanto, o facto de o melhor cenário encontrado para 10,35kVA ser composto por 1.5kW de FV e apenas 0,25kWh de capacidade da BAE. Verificaram-se vários cenários com resultados muito próximos, com 0,5 e 0,75kWh, contudo, o apresentado foi o mais vantajoso.

É para consumidores empresariais e, especialmente, pequenas indústrias que os resultados são verdadeiramente promissores. Claramente, se se verificarem, propiciarão que o mesmo suceda com níveis de potência mais baixos muito rapidamente. Enquanto nos cenários de consumo pequeno, médio e familiar, a potência FV ótima era substancialmente inferior à contratada, nos empresarial e industrial, é de cerca de um quarto. Com tanta capacidade de produção, justifica-se também que a capacidade das BAEs tenha disparado para 12 e 15kWh respetivamente.

5.2 -Resultados dos cenários

Cenário 1: Pequeno Consumidor

Apesar dos resultados obtidos para o cenário 1 não terem sido os que se pretendiam, a análise do gráfico 5.1, permite constatar a redução mais acelerada do *LCOES* do que do *LCOE*, antevendo-se que em 2035 o custo nivelado da eletricidade armazenada nas BAEs se torne mais baixo que o da própria produção FV.

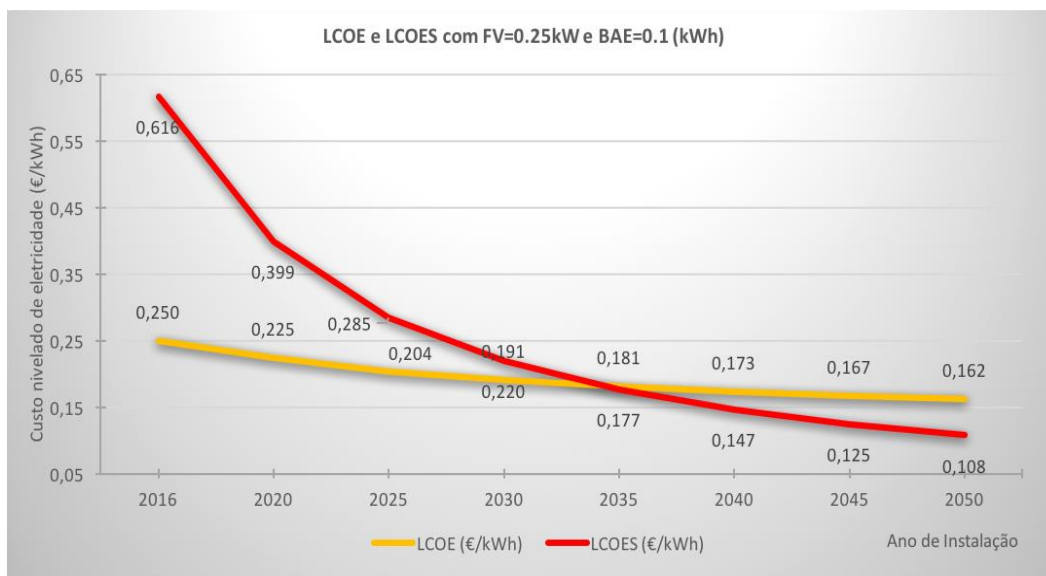


Gráfico 5.1 - Evolução do LCOE e LCOES, nas condições consideradas, para o cenário 1

O gráfico 5.2 explora a evolução prevista no anterior e mostra a relação entre a evolução, nomeadamente do *LCOES*, e a poupança anual percentual.

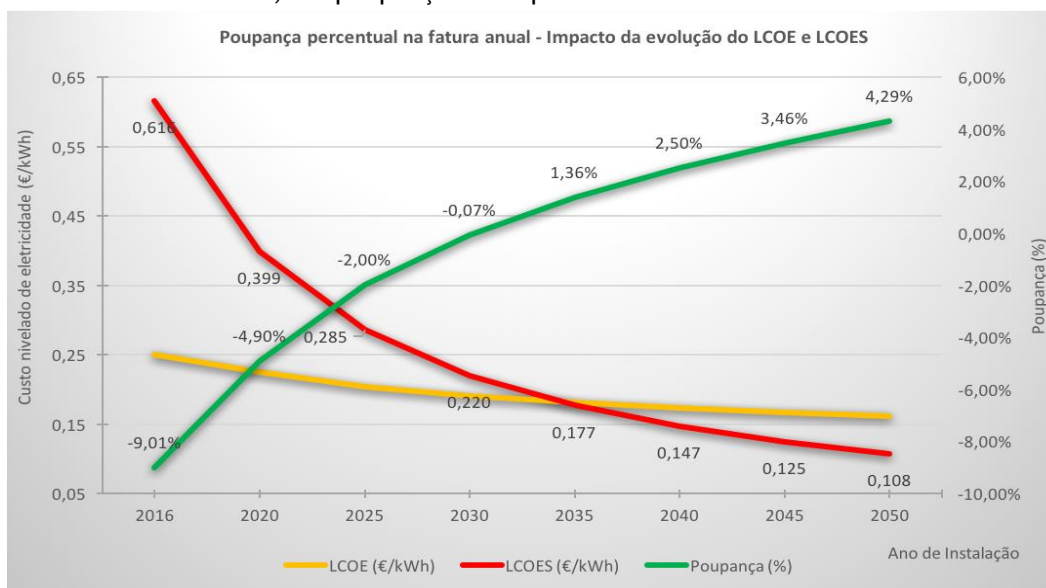


Gráfico 5.2 - Poupança percentual na fatura anual - impacto do *LCOE* e *LCOES*, para o cenário 1

No gráfico 5.3 mostra-se como se relacionam as faturas “original”, com FV e com FV e BAEs.

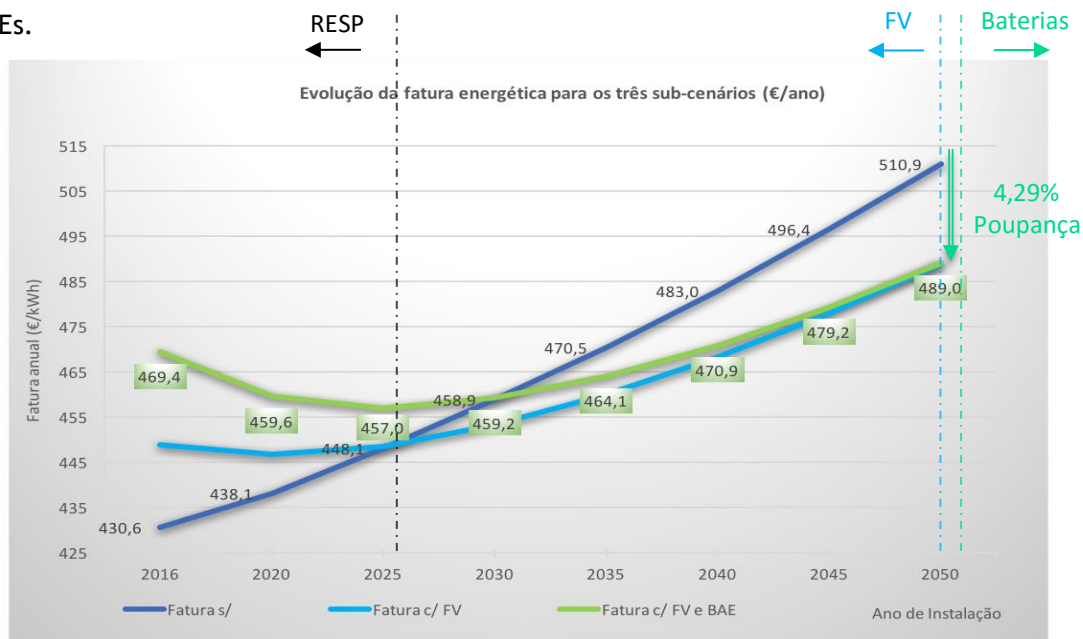


Gráfico 5.3 - Evolução da fatura energética com ou sem FV e BAEs, para o cenário 1

Aqui, a fatura “original” surge destacada por, sensivelmente dentro de 10 anos, passar a ser mais dispendiosa do que a fatura com FV ou FV e BAE. Notável, se se considerar que o cenário 1 foi o mais desfavorável para a introdução destes sistemas.

O gráfico 5.4 por seu lado, partindo do gráfico 5.3, mostra a curva de poupança que se vai destacando ao longo dos anos.

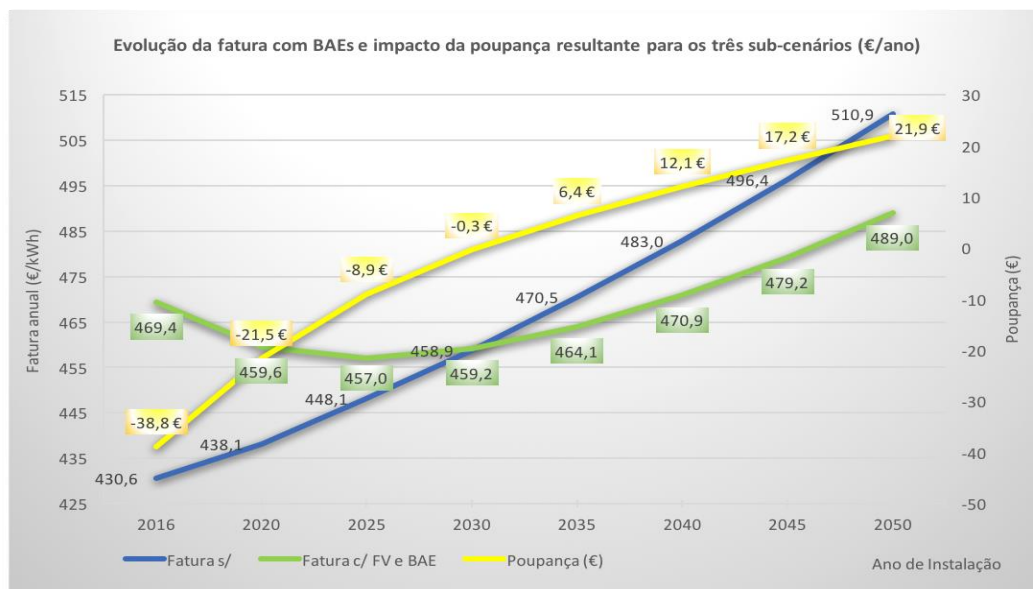


Gráfico 5.4 - Evolução da faturação com BAEs e impacto da poupança resultante com FV e BAE em relação à fatura original, para o cenário 1

Cenário 2: Médio Consumidor

De seguida, apresentam-se os gráficos homólogos para o contexto do cenário 2.

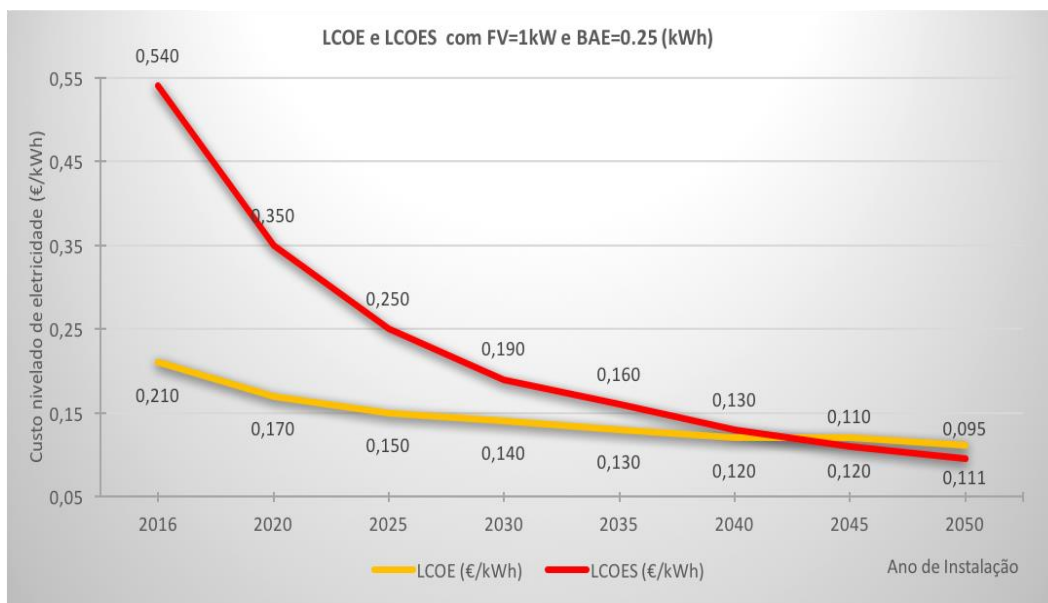


Gráfico 5.5 - Evolução do LCOE e LCOES, nas condições consideradas, para o cenário 2

No gráfico 5.5 verifica-se que quer o *LCOE* quer o *LCOES* apresentam valores inferiores ao cenário 1, mas o cruzamento de ambas as curvas, não é tão pronunciado.

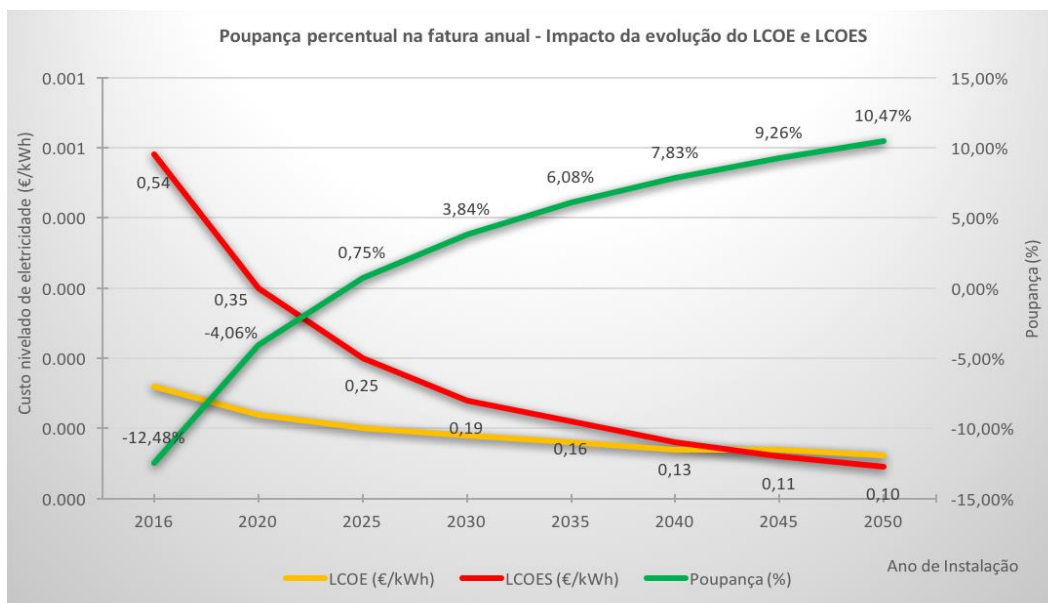


Gráfico 5.6 - Poupança percentual na fatura anual - impacto do *LCOE* e *LCOES*, para o cenário 2

Como se vê pelo gráfico 5.6, a curva relativa à poupança anual tem um crescimento mais rápido que no cenário 1, refletindo assim uma maior rapidez na recuperação do investimento.

O gráfico 5.7 mostra informação muito similar à que o gráfico 5.3 mostra para o cenário 1, notando-se apenas uma diferença ao nível da ordem de grandeza das faturas (cerca do dobro).

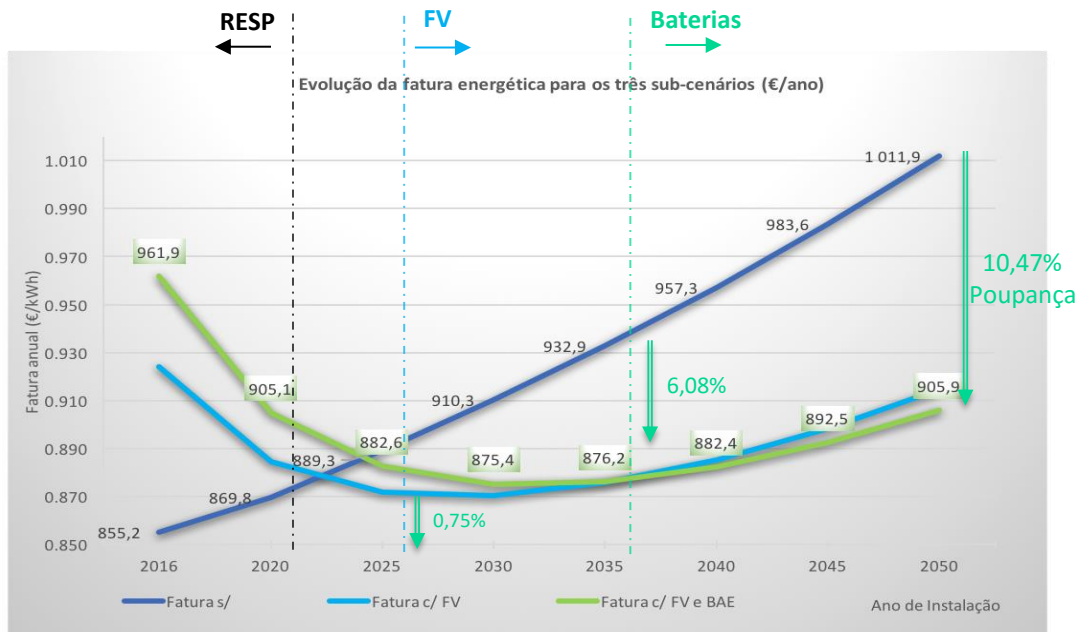


Gráfico 5.7 - Evolução da fatura energética com ou sem FV e BAEs, para o cenário 2

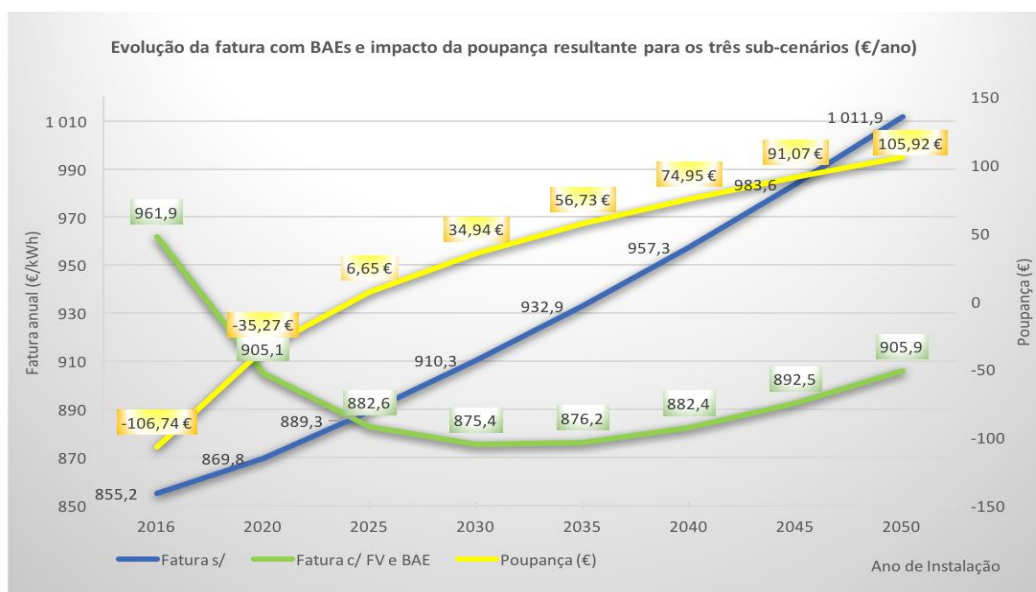


Gráfico 5.8 - Evolução da faturação com BAEs e impacto da poupança resultante com FV e BAE em relação à fatura original, para o cenário 2

O gráfico 5.8 por seu lado, mostra uma discrepância substancialmente maior entre a fatura original e a com BAE, o que faz sentido dado que para este cenário já resultou poupança efetiva.

Cenário 3: Consumidor Familiar

Neste cenário, a P_c é de 10,35kVA pelo que a tendência é de se fincarem as diferenças face aos cenários anteriores, nomeadamente o impacto da BAE na redução da fatura energética.



Gráfico 5.9 - Evolução do LCOE e LCOES, nas condições consideradas, para o cenário 3

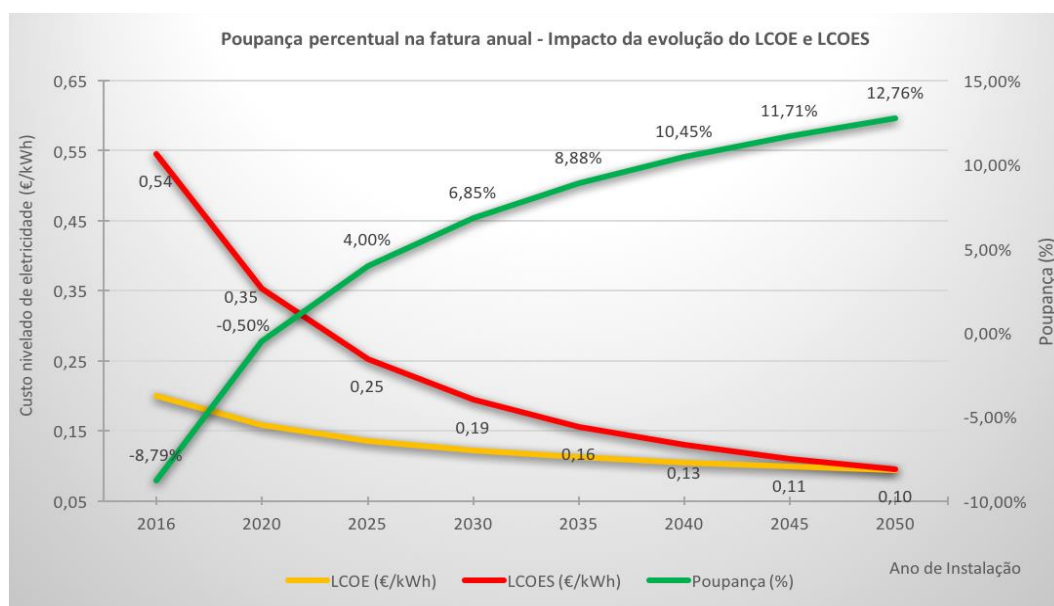


Gráfico 5.10 - Poupança percentual na fatura anual - impacto do LCOE e LCOES, para o cenário 3

Pela análise dos gráficos 5.9 e 5.10 constata-se mais uma vez um comportamento análogo ao explicitado pelos gráficos homólogos anteriores, verificando-se apenas uma menor “proximidade” das curvas que caracterizam os índices LCOE e LCOS e um aumento da poupança percentual conseguida.

Os gráficos 5.11 e 5.12, que se seguem, mostram um ainda maior crescimento da fatura energética original, destacando o facto da fatura com FV e BAE se tornar inferior à original e à “com FV” mais cedo, sendo a poupança energética de quase o dobro da obtida no cenário 2.

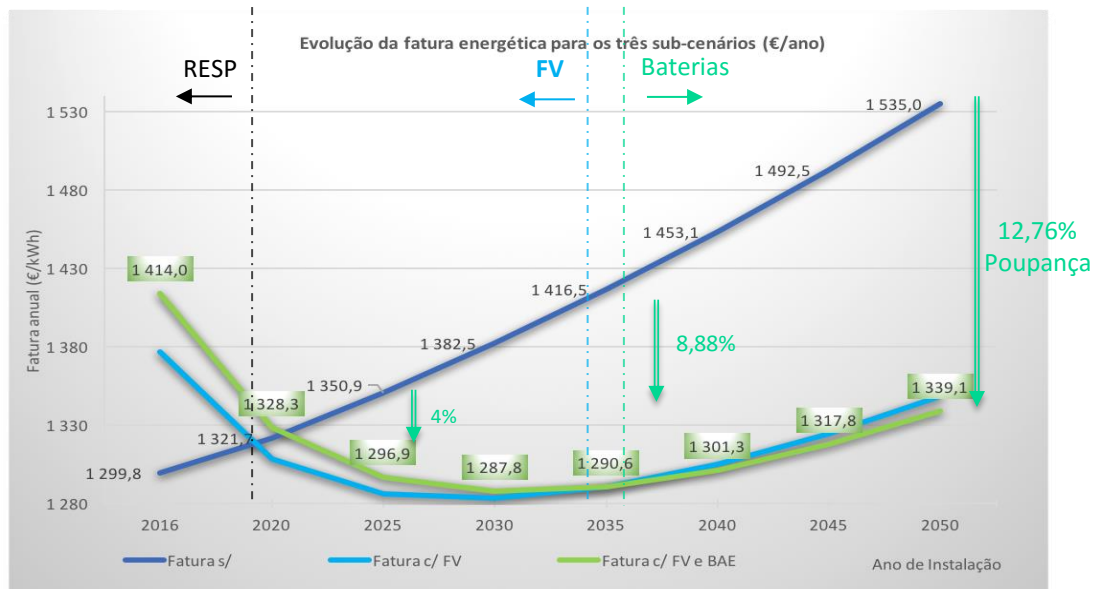


Gráfico 5.11 - Evolução da fatura energética com ou sem FV e BAEs, para o cenário 3

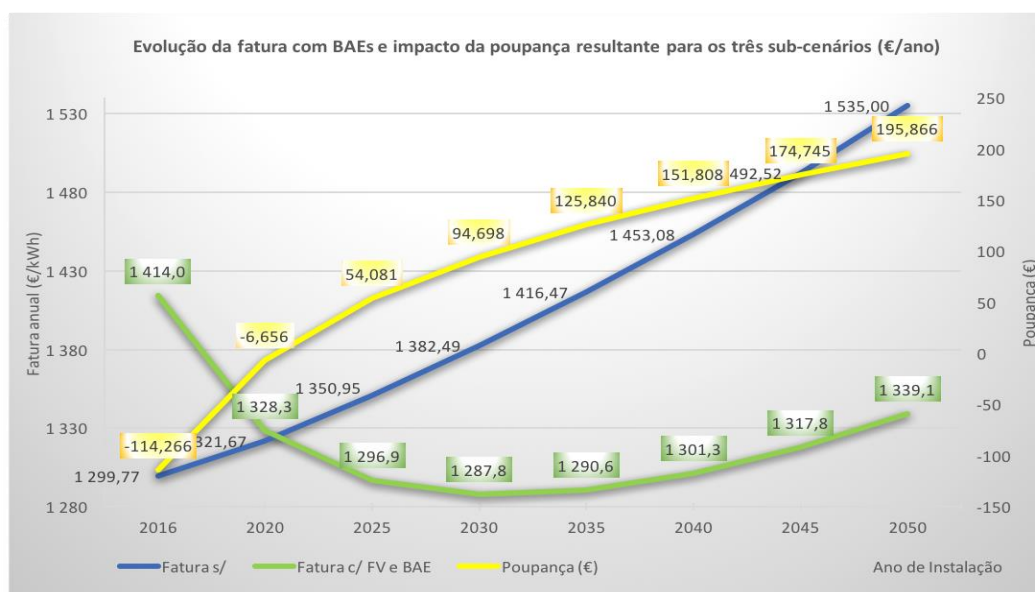


Gráfico 5.12 - Evolução da faturação com BAEs e impacto da poupança resultante com FV e BAE em relação à fatura original, para o cenário 3

Verifica-se pela análise dos gráficos 5.11 acima e, 5.3 e 5.7, respetivamente relativos aos cenários 1 e 2, que as faturas com FV e com FV e BAEs, a partir de 2030 sensivelmente, começam a inverter a tendência de redução de custo até esse momento. Tal pode ser explicado pelo facto do cenário ótimo para estes níveis de potência admitirem BAEs de capacidades muito baixas, o que implica pouca independência da RESP e, nomeadamente, baixa injeção de energia nos períodos para tal designados.

Cenário 4: Consumidor Empresarial

No cenário 4 torna a observar-se o cruzamento das curvas que descrevem a evolução dos índices *LCOE* e *LCOES* mais cedo, ao passo em que a poupança energética aumenta de forma muito mais rápida que no cenário 3.

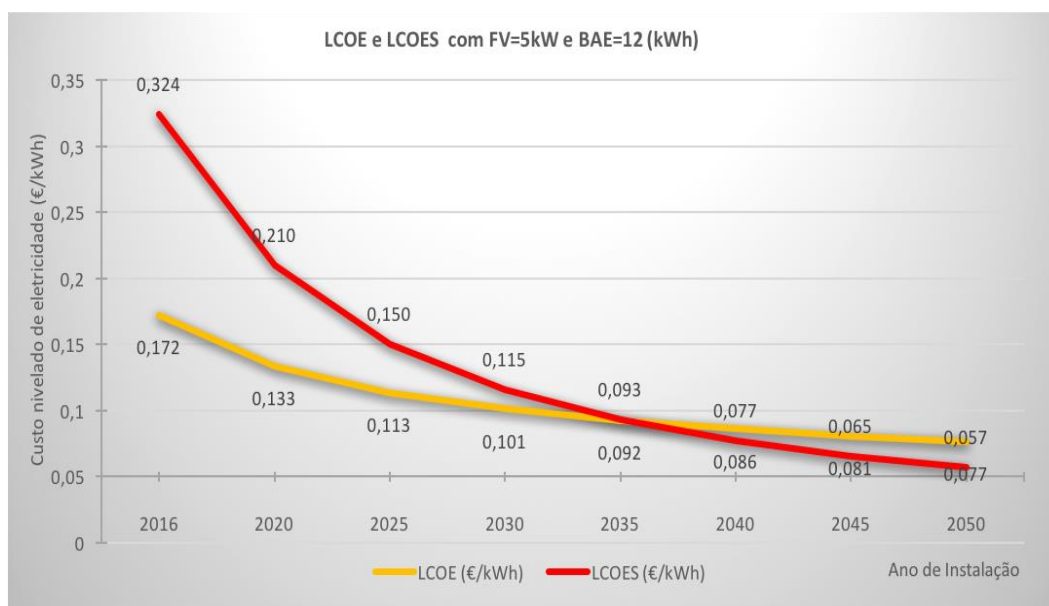


Gráfico 5.13 - Evolução do LCOE e LCOES, nas condições consideradas, para o cenário 4

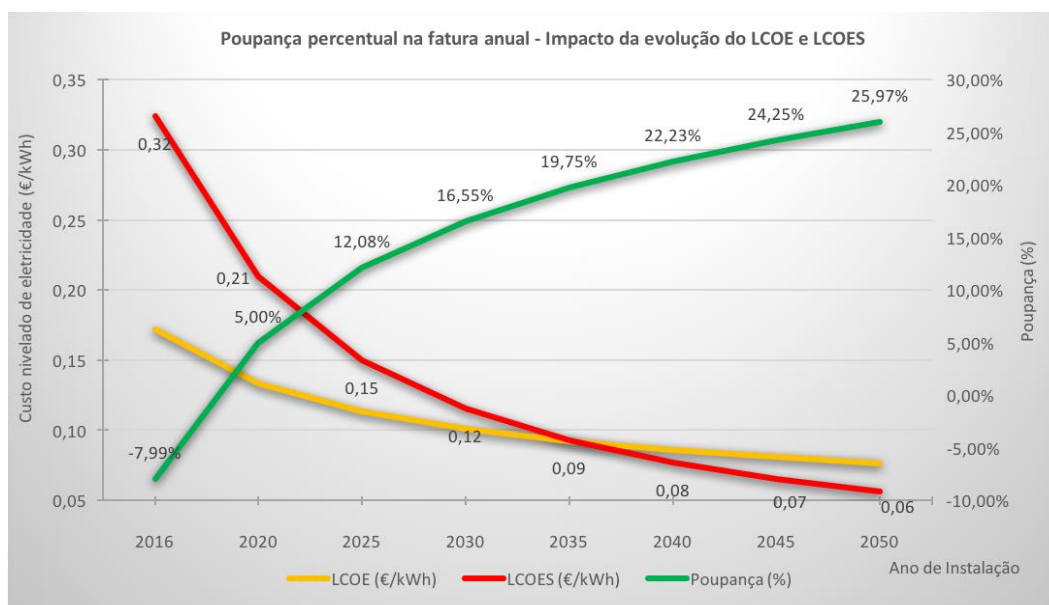


Gráfico 5.14 - Poupança percentual na fatura anual - impacto do *LCOE* e *LCOES*, para o cenário 4

Analisando os gráficos 5.15 e 5.16, de seguida, fica patente o forte e continuado crescimento da fatura energética original, fruto da inflação anual de 1,5% prevista. Em sentido oposto segue a curva que caracteriza a fatura com FV e BAE, que se distancia cada vez mais do original, de modo que se obtém uma poupança acumulada de quase 5000€.

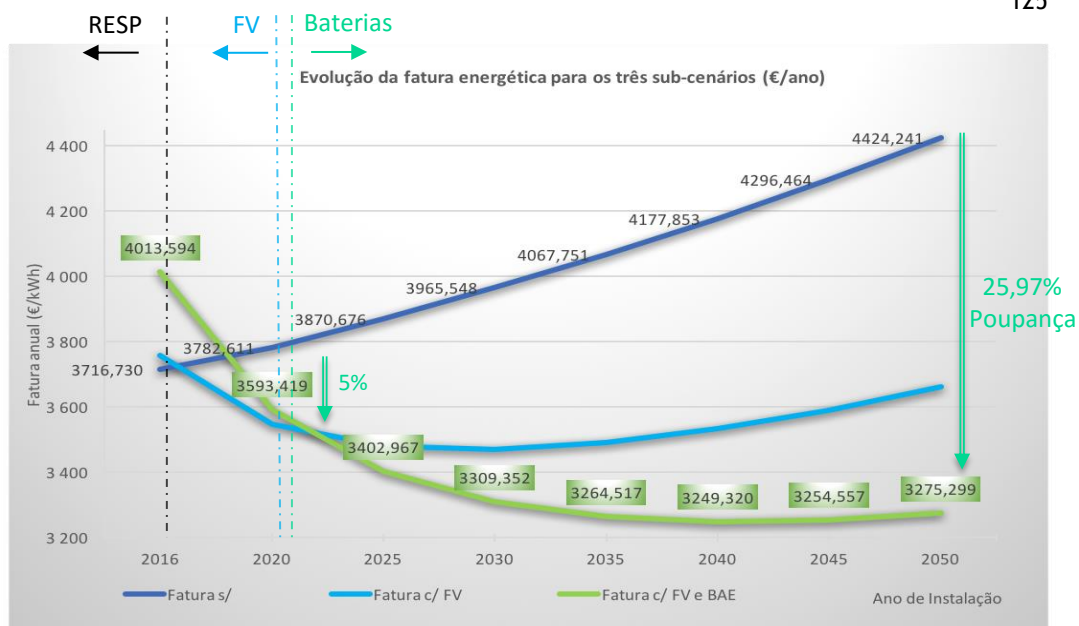


Gráfico 5.15 - Evolução da fatura energética com ou sem FV e BAEs, para o cenário

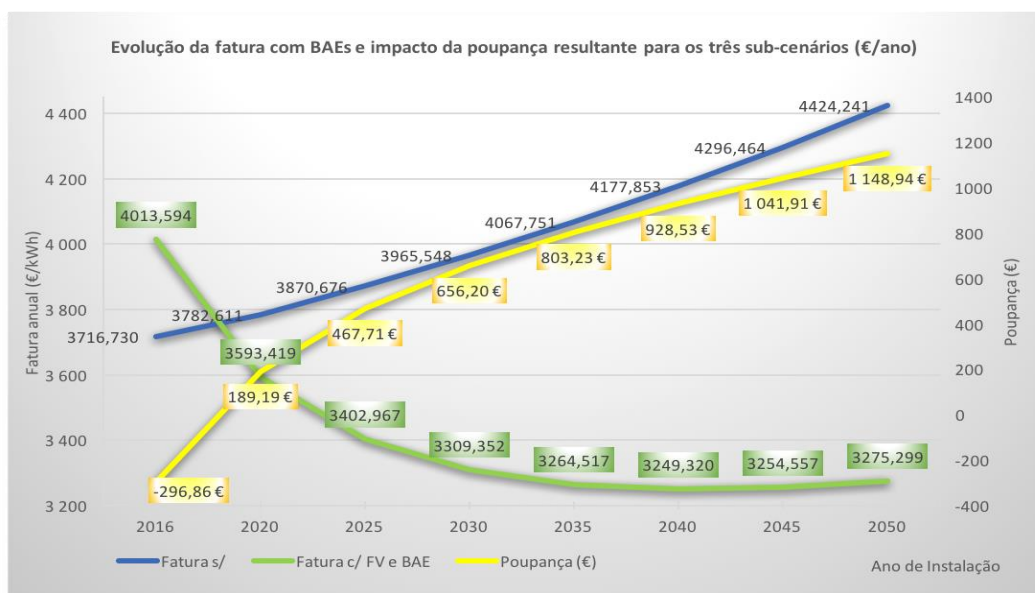


Gráfico 5.16 - Evolução da faturação com BAEs e impacto da poupança resultante com FV e BAE em relação à fatura original, para o cenário 4

Cenário 5: Pequena Indústria

O cenário 5 foi o último cenário considerado, contudo, como se referiu, a sua P_c não é característica de consumidores domésticos comuns. Ainda assim, foi analisado este cenário, quer por ser válido em qualquer dos casos, ainda que restrito, quer por se prever que permitiria a obtenção de resultados interessantes para a análise que se desenvolve com este trabalho.

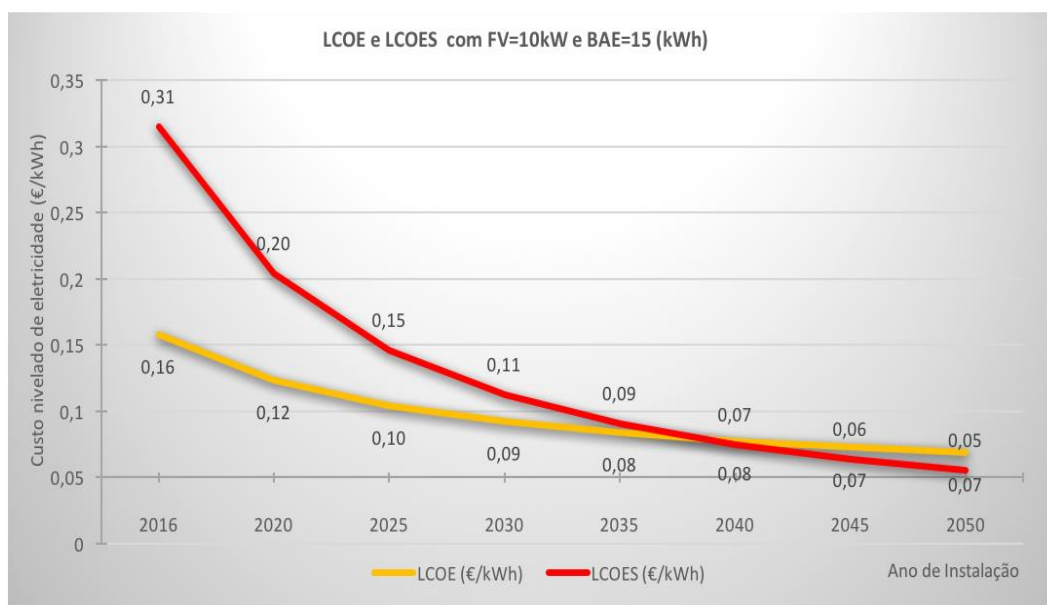


Gráfico 5.17 - Evolução do LCOE e LCOES, nas condições consideradas, para o cenário 5

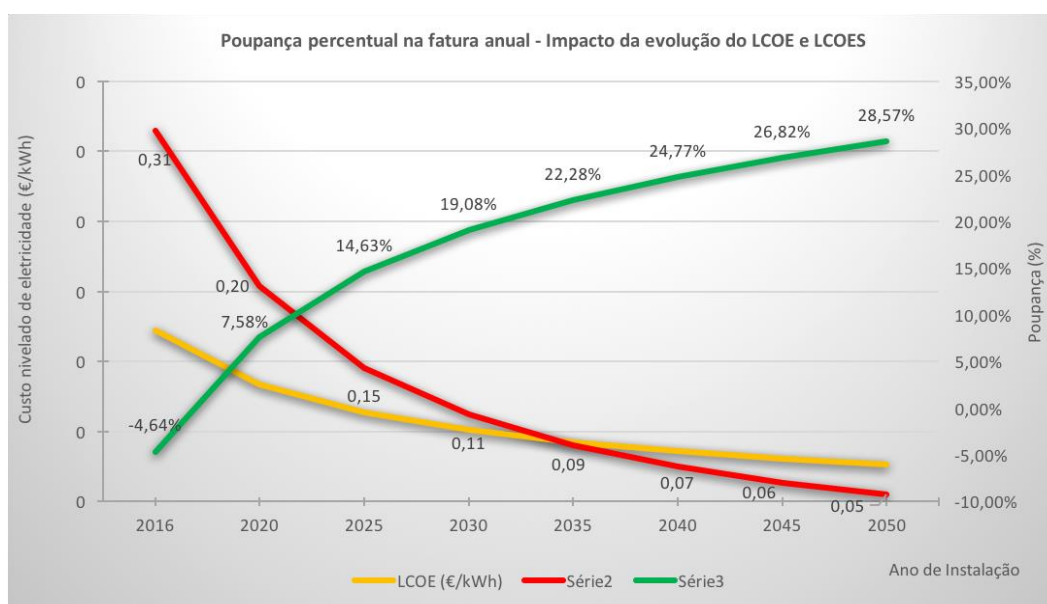


Gráfico 5.18 - Poupança percentual na fatura anual - impacto do LCOE e LCOES, para o cenário 5

Com uma P_c tão elevada, o cenário 5 consistia em 10kW FV e uma BAE com 15kWh de capacidade. Como resultado do aumento de escala face aos restantes cenários (nomeadamente o 1, 2 e 3), os gráficos 5.17 e 5.18 mostram o único caso em o LCOES atinge os 5 cêntimos/kWh, valor extremamente baixo. Simultaneamente, a poupança conseguida com a fatura com BAE fica muito próxima dos 30%.

O gráfico 5.19 mostra um comportamento bastante idêntico ao que o 5.15 mostra acima, para o cenário 4, enquanto o gráfico 5.20, destaca que a poupança acumulada conseguida é próxima de um terço da fatura original.

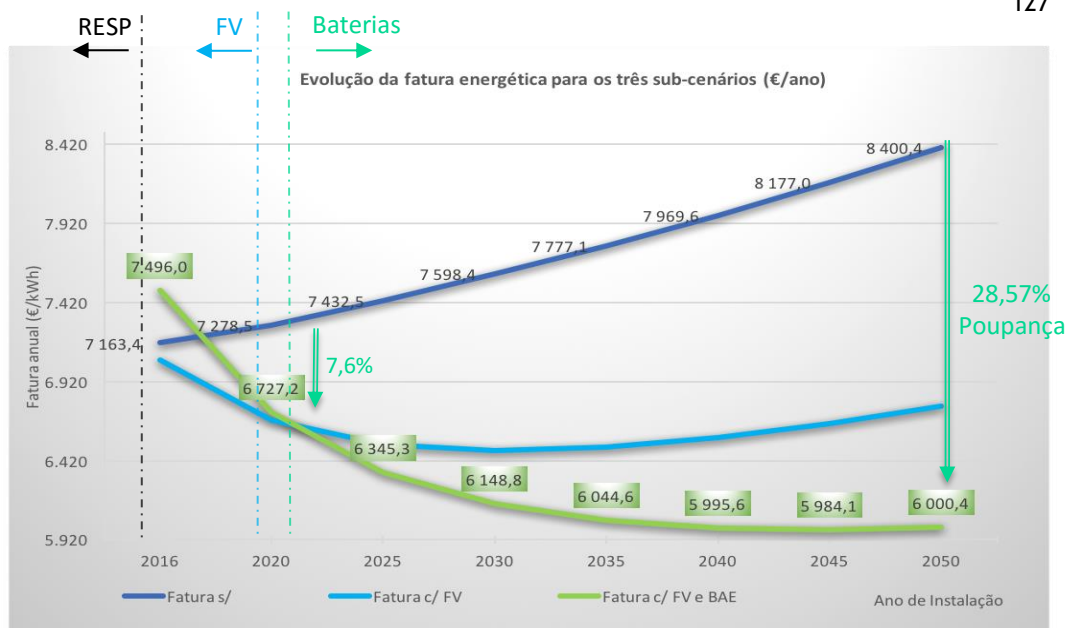


Gráfico 5.19 - Evolução da fatura energética com ou sem FV e BAEs, para o cenário 5

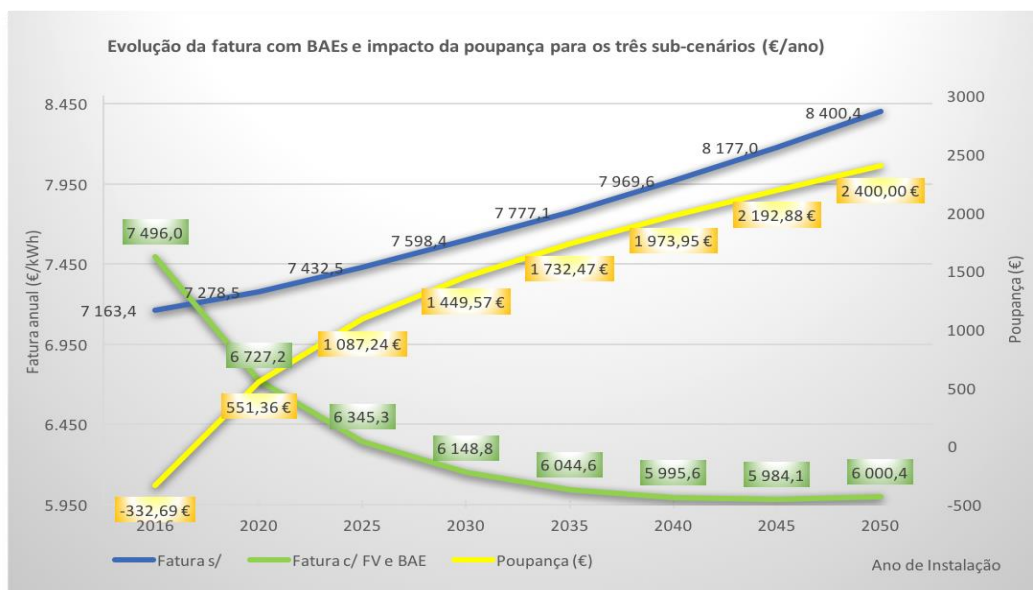


Gráfico 5.20 - Evolução da faturação com BAEs e impacto da poupança resultante com FV e BAE em relação à fatura original, para o cenário 5

5.3 - Comparação dos resultados

Os cenários considerados foram alcançados de forma independente entre si. Os resultados obtidos são ainda assim relacionáveis pelo que se comparou o seu comportamento a fim de se verificar os seus pontos comuns e aferir se as tendências que seguem são ou não distintas.

Em primeiro lugar, compara-se a evolução do *LCOE* para os cinco cenários.

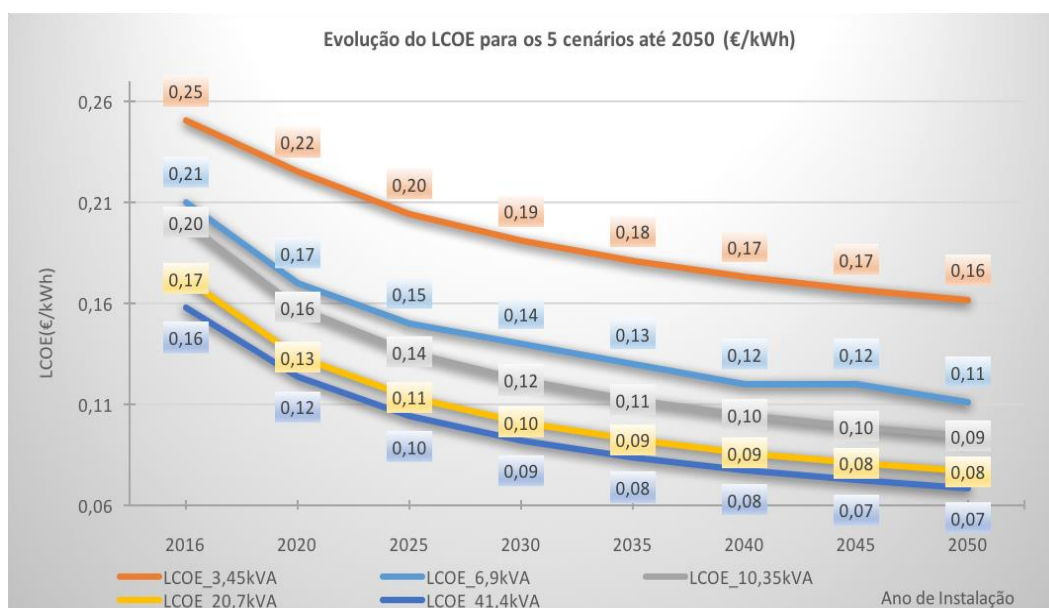


Gráfico 5.21 - Evolução do LCOE para os 5 cenários considerados

As curvas características seguem aproximadamente com a mesma inclinação, contudo, nota-se que a curva laranja se vai atenuando mais do que as restantes. Essa suavização resulta do facto de, tratando-se da curva referente ao pequeno consumidor, a capacidade da BAE instalada ser muito pequena. Na realidade, a capacidade da BAE é mesmo meramente simbólica, e tratando-se desse o caso, o custo é proporcionalmente inferior do que se tivesse 1kWh.

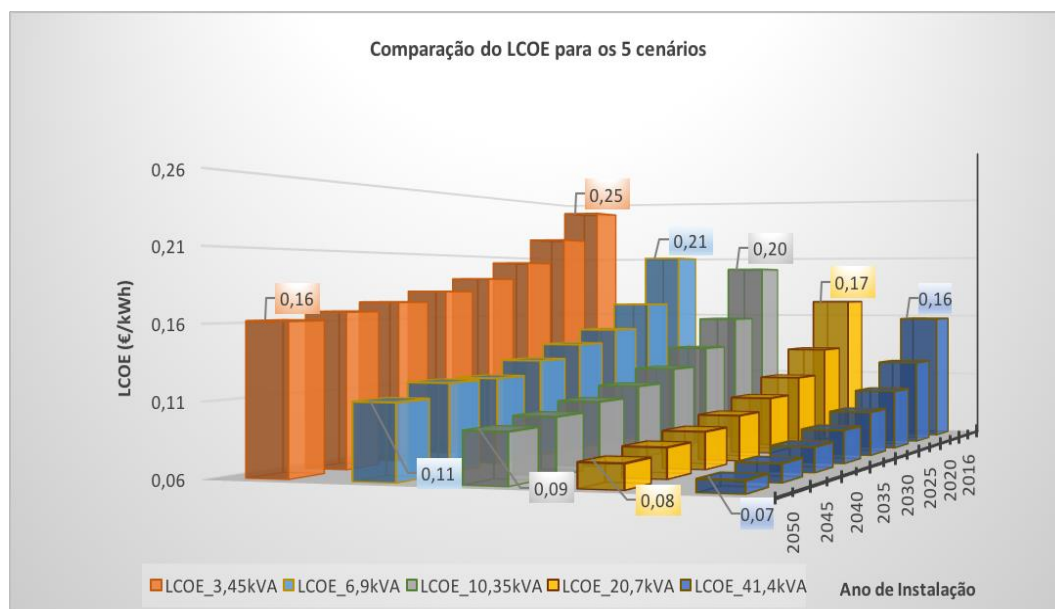


Gráfico 5.22 - Comparação da evolução do *LCOE* para os diferentes cenários

O gráfico 5.22 mostra essencialmente a mesma informação que o anterior, contudo, permite analisar a forma pronunciada como se altera conforme a P_c .

De igual modo, os gráficos 5.23 e 5.24, permitem comparar a evolução do LCOES para os 5 cenários considerados.

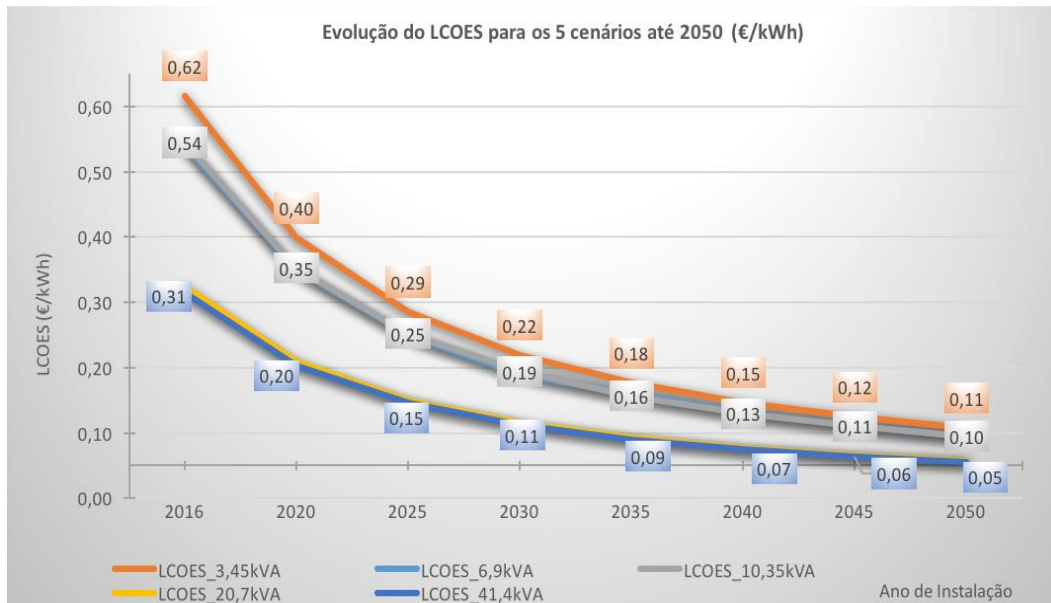


Gráfico 5.23 - Evolução do LCOES para os 5 cenários considerados

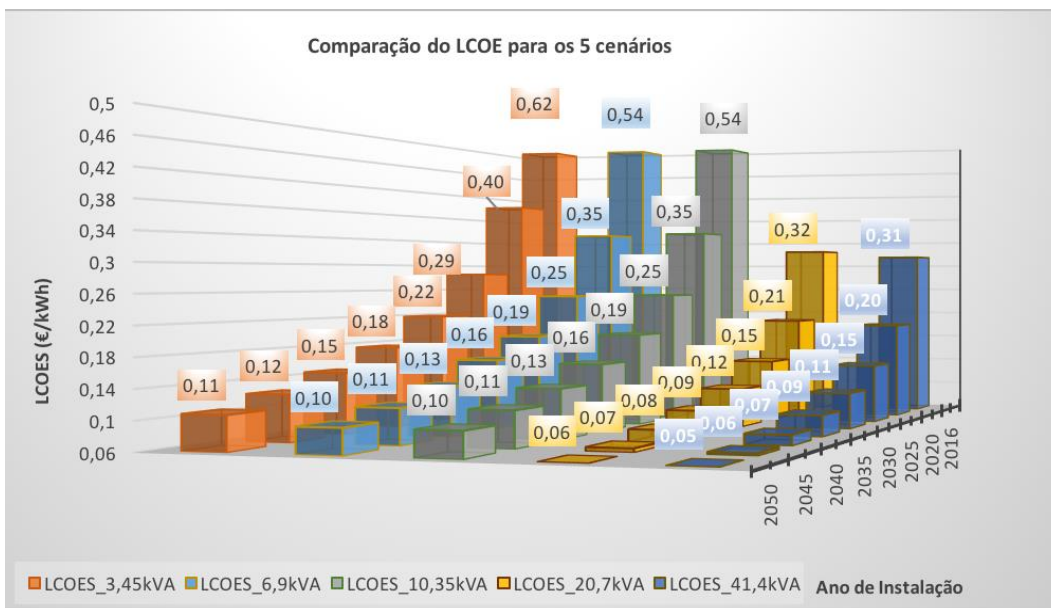


Gráfico 5.24 - Comparação da evolução do LCOES para os diferentes cenários

Verifica-se que a tendência de evolução do *LCOES* é muito mais acentuada que a do *LCOE*, tal como seria de esperar uma vez que os sistemas FV já existem há dezenas de anos e já começaram o seu crescimento exponencial há algum tempo. No sentido inverso vem por isso o seu custo no que diz respeito à tarifa equivalente, aqui representado pelo *LCOE*.

O *LCOES* por seu lado, está diretamente ligado à forma como as baterias de armazenamento de energia vão conseguindo penetrar no mercado. Como ainda não se atingiu o ponto de “adoção” da tecnologia, como sucedeu (e quanto demorou) com os sistemas FV, a perspectiva é de que, efetivamente, existe um potencial imenso e isso explica o porquê de os gráficos mencionados apontarem para em torno de 2035 os sistemas de BAEs ficarem ainda mais baratos

que os FV, até mesmo para sistemas de pequena dimensão (leia-se, gráficos 5.21 e 5.23, para 3,45kVA, em 2035 o preço por kWh é igual, 18 cêntimos).

Neste capítulo, o que se pretendia compreender era, contudo, essencialmente, o momento de viragem no que respeita à altura certa para o *prosumer* investir nas BAEs.

Não se trata, no entanto, de algo que possa ser analisado e respondido num “único plano”, de forma pragmática pois, como se viu, a P_c dita em grande medida a resposta final ou, pelo menos constrange o horizonte temporal para a viabilidade económica.

O gráfico 5.25 sintetiza a informação apresentada nas tabelas apresentadas no início deste capítulo por forma a ser possível comparar as (grandes) diferenças entre os cinco cenários seleccionados. Como se pode ver, a discrepância entre a poupança em sistemas de pequena dimensão e baixa P_c (pequeno e médio consumidor) e sistemas mais próximos da MT como os, empresarial e industrial, é abismal.

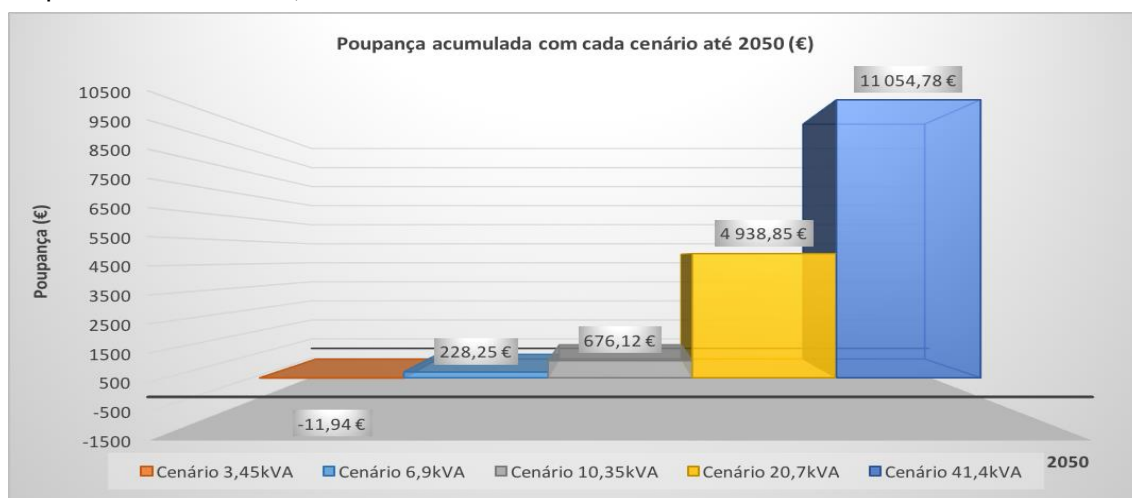


Gráfico 5.25 - Poupança acumulada com a BAE para cada cenário, até 2050

O gráfico 5.26 mostra por isso a poupança média anual com cada cenário e, desta forma já é mais fácil comparar as poupanças equivalentes entre ambos os cenários.

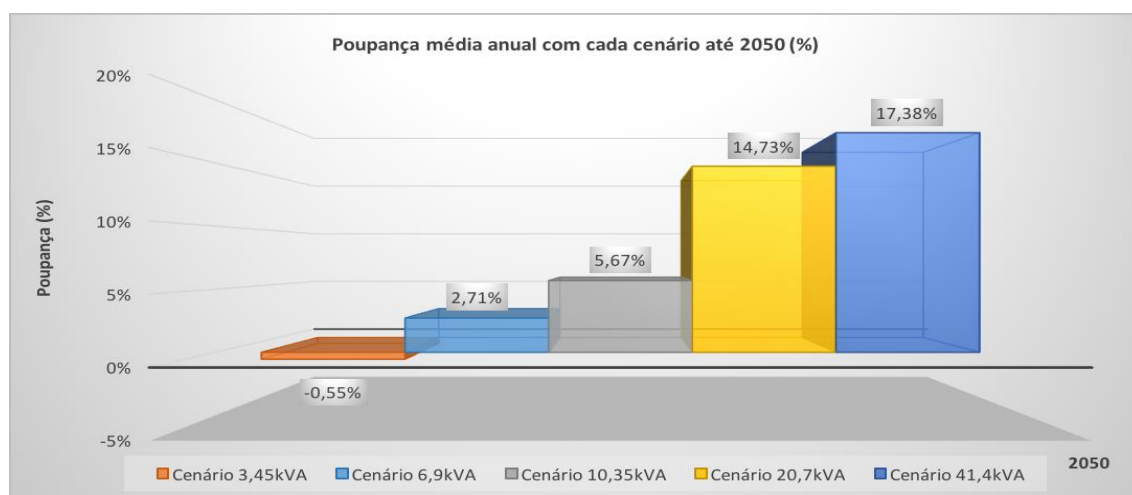


Gráfico 5.26 - Poupança media anual com a BAE para cada cenário, até 2050

Analisando o gráfico 5.26 verifica-se de facto que existe um fosso de “viabilidade económica” no que concerne à integração das BAEs, mas este aparece já muito mais suavizado face ao gráfico 5.25, pois a poupança em percentagem permite uma sensibilidade muito superior e torna os resultados facilmente relacionáveis. Aqui, destaca-se a poupança média anual para o consumidor familiar, próxima dos 6%, um valor já muito razoável e capaz de motivar o *prosumer*.

Claramente que a maior poupança acontece para a P_c considerada mais alta, industrial, em cerca de 17,4%, contudo, a poupança para o consumidor empresarial é já muito próxima, em quase 15%.

O gráfico 5.27 propõe uma comparação entre os cinco cenários analisados, com as suas características, e mostra a poupança anual para cada um deles, ao mesmo tempo em que indica qual o ano ótimo para a adoção das BAEs para o respetivo cenário, conseguindo-se assim uma perspetiva global de quando estes sistemas serão economicamente viáveis para cada *prosumer*.

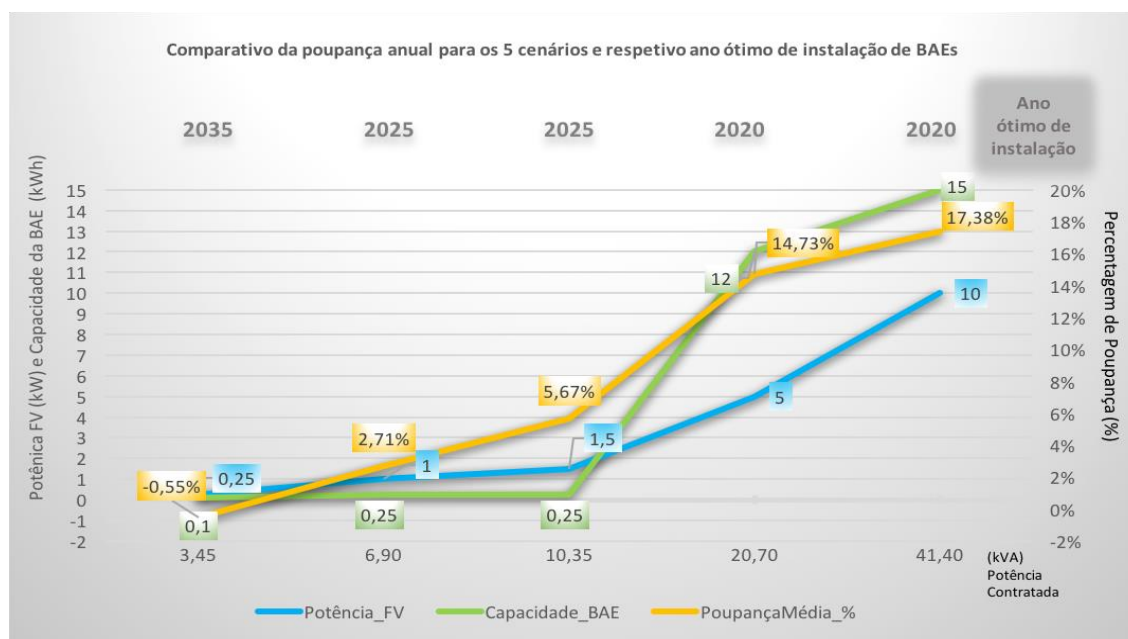


Gráfico 5.27 - Comparativo da poupança anual face e o respetivo ano ótimo de instalação para cada P_c (e suas características)

5.4 - Conclusões

Este capítulo teve por base a análise extensiva das várias configurações de P_c com diferentes potências de FV e diferentes capacidades de BAEs integrados.

Para cada uma das P_c previamente definidas como interessantes para a análise a desenvolver, foram simulados cerca de 50 cenários diferentes, resultantes das combinações possíveis entre os valores considerados relevantes de potência FV e capacidade das BAEs a instalar para cada caso. Das cerca de 250 simulações extraíram-se as 5 melhores (1 para cada

consumidor) e com base nestas, exploraram-se os resultados obtidos e procurou-se compreendê-los e analisá-los da melhor forma.

No final do capítulo, fez-se uma comparação entre os cenários selecionados e retiraram-se relações nomeadamente ao nível da viabilidade económica da integração de BAEs para cada nível de potência, bem como o ano ótimo para adquirir estes sistemas.

Capítulo 6

Conclusões

6.1 - Conclusões Gerais

A revisão bibliográfica permitiu que se integrassem características fundamentais no modelo desenvolvido, por forma a tornar os resultados extraídos realistas e representativos.

Com a sua implementação foi possível, como se referiu, a simulação de dezenas de cenários de instalação de BAEs em consumidores com autoconsumo. Com a multiplicação dos cenários analisados constatou-se que a obtenção de um cenário único, ótimo para todos os consumidores/*prosumer* não seria possível, dado os resultados se encontrarem intrinsecamente ligados à potência contratada (P_c) da instalação simulada.

Assim, procurou-se sistematizar os cenários criados para as cinco P_c que o sistema tarifário nacional reconhece. Compreendeu-se desde logo que certos níveis de potência de FV não eram compatíveis economicamente com P_c mais baixas e que o mesmo sucedia com as BAEs. Por esse motivo, decidiu-se separar os cenários por nível de P_c e então, analisar quais as “proporções” ótimas de FV e BAEs para cada um. Registados os cerca de 50 cenários por P_c , selecionaram-se aqueles que resultavam em maior poupança durante o horizonte temporal considerado no modelo, até 2050. A poupança foi definida como a diferença entre a fatura original sem FV nem BAEs e a fatura com ambos os sistemas.

Definido o cenário ótimo para cada P_c foram exploradas as características dos *outputs* gerados e obtiveram-se gráficos idênticos que permitiram analisar o comportamento das grandezas consideradas mais importantes para a compreensão da viabilidade económica. Estes, foram traçados, sempre com referência ao ano de instalação das BAEs pois, dado que estas só agora se encontram a ser colocadas no mercado, a noção da evolução do custo em relação a este parâmetro é essencial.

Por fim, foram comparados os resultados dos vários cenários, pelo que se destacou o facto da poupança anual na fatura energética ser tanto maior quanto maior for a potência contratada da instalação de consumo em que o sistema é integrado. Estes resultados refletem sobre a importância da economia de escala e, proporcionalmente, maior dificuldade em se produzir a baixo custo um sistema de pequenas dimensões para pequenas potências.

6.2 - Satisfação de Objetivos

No que concerne à obtenção de resultados, face ao que se propunha no início deste projeto, considera-se que os resultados alcançados satisfazem as expectativas e podem ser úteis para consulta, inclusivamente por parte do consumidor/*prosumer*.

O facto de se ter conseguido dar resposta, de forma assertiva e discriminada, à questão que acompanhou este trabalho, sobre a altura mais propícia para a integração de BAEs em consumidores domésticos com autoconsumo, reforça a noção de que a pesquisa desenvolvida fortaleceu as bases em que o modelo acenta.

Os resultados foram coerentes e apontam, como faz sentido, para uma maior e mais rápida viabilidade e rentabilidade para a adoção de BAEs por parte de consumidores com P_c mais elevada. Neste contexto, salienta-se especialmente a informação apresentada e, de algum modo condensada, pelos gráficos 5.25 a 5.27. Nestes é possível analisar de forma rápida e evidente a poupança prevista para cada cenário bem como o correspondente ano ótimo de integração das BAEs em relação à RESP (5.27).

Apesar dos resultados apresentados pelo gráfico 5.25 se destacarem, nomeadamente a poupança acumulada de 11055€ para o consumidor industrial, até 2050, o gráfico 5.26 permite uma sensibilidade diferente e, ao apresentar a média percentual anual da poupança conseguida com as BAEs, torna a comparação dos resultados obtidos para cenários diferentes, possível. Neste, os valores de poupança (percentual) já não são tão díspares e a vantagem da integração das BAEs “apenas” em sistemas de grande potência não é tão evidente. Assim, a poupança média de 14.73% e 17.38%, verificada respetivamente para 20,7kVA (empresarial) e 41.4kVA (industrial) mostra que para níveis de potência superiores, com as mesmas características atribuídas ao modelo seguido, a poupança percentual tenderá a “suavizar” e não se destacará muito dos valores conseguidos. No outro extremo (esquerda), mostram-se os resultados para 3.45kVA (pequeno consumidor), pelo que, para esta P_c não se prevê viabilidade económica na instalação destes sistemas, nas condições estabelecidas, dentro do horizonte considerado. Por fim, para as P_c de 6.9kVA e 10.35kVA (médio consumidor e familiar, respetivamente), obtiveram-se poupanças médias entre os 2.71% e os 5.67%, pelo que, não sendo um valor substancial, mostra que é possível e viável a integração destes sistemas.

No gráfico 5.27, concentrou-se toda a informação relativa aos cenários ótimos. Na base encontra-se a P_c relativa a cada cenário, da mais pequena para a maior; no eixo vertical à esquerda encontra-se a escala relativa aos valores de potência FV (a azul) e capacidade da BAE (a verde) ótimos para cada cenário; no eixo vertical à direita destaca-se a percentagem de poupança conseguida por cada cenário (discriminada a amarelo); no topo está o ano ótimo de instalação das BAEs, alinhado com a respetiva P_c presente no eixo horizontal inferior.

Com os resultados obtidos é possível dizer que para o pequeno consumidor o sistema começa a conseguir poupança na fatura energética em 2035 (não tendo sido suficiente para provar a viabilidade até 2050), ao passo que para os consumidores médios e familiares, esta começa em 2025, e para os, empresarial e industrial, já em 2020.

Trata-se de uma perspetiva animadora se se tiver em linha de conta que o modelo criado considera o investimento em FV, com juros, mais o investimento nas BAEs, e os respetivos custos de operação anuais. Existe a possibilidade de o sistema FV de um determinado *prosumer*, interessado na aquisição das BAEs já ter amortizado o sistema FV instalado na sua habitação (passados 8 a 10 anos tipicamente), pelo que, nessa situação particular, o sistema FV ainda

apresenta alguns anos de vida e o investimento passa a ser apenas relativo às BAEs, tornando a sua viabilidade económica ainda mais interessante.

6.3 - Trabalhos Futuros

Considera-se que o trabalho desenvolvido constitui uma base sólida para exploração de outros aspetos e potencialidades relacionados com a integração das BAEs.

Uma análise mais aprofundada ao nível dos trânsitos de energia criados entre a BAE e a RESP, de acordo com o algoritmo implementado poderia eventualmente ser útil na análise de padrões de consumo e, desta forma, possibilitar o melhoramento da estratégia definida.

Enquanto a análise desenvolvida se focou na perspetiva do *prosumer*, uma avaliação similar no prisma da RESP, com as várias potencialidades que as BAEs oferecem, como foi referido atrás, seria extremamente interessante. Entre conceitos a considerar, destaca-se a possibilidade da RESP utilizar as BAEs como *back-up*, não instalado nas suas estações ou subestações, mas antes, nas próprias habitações dos consumidores. Esta solução poderia resultar e ser muito interessante se a RESP “alugasse” a BAE ao consumidor ou *prosumer*, mediante acordo prévio de “disponibilização” da BAE à RESP sempre que esta necessitasse. Por outras palavras, a BAE ficaria na habitação doméstica e nesta poderia ser utilizada de forma análoga à descrita pelo modelo apresentado por este trabalho. Contudo, sempre que a RESP necessitasse de injeção de energia ou, pelo contrário, de descarregar energia, conforme as flutuações de oferta/procura, o consumidor/*prosumer* estaria disponível para atender à solicitação da RESP. Desta forma, sempre que as solicitações fossem acedidas existiria uma remuneração por parte da RESP, ao passo que, se tal não acontecesse, aplicar-se-ia uma penalização proporcional.

Assim, a RESP poderia aumentar a sua robustez e descentralização, de uma forma que se poderia tornar vantajosa para o consumidor/*prosumer* também.

Referências

- [1] R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, e J. Palm, “Photovoltaic self-consumption in buildings: A review”. Elsevier, Applied Energy, vol.142, pages 80-94, 15 March 2015. [Online]. Disponível: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914012859> [Acedido a: 2016-03-30]
- [2] “SolarResources - Global Market Outlook for Solar Power 2015-2019”. [Online]. Disponível: <http://resources.solarbusinesshub.com/solar-industry-reports/item/global-market-outlook-for-solar-power-2015-2019> [Acedido a: 2016-03-30]
- [3] http://helapco.gr/wp-content/uploads/SPE_Self-Consumption.pdf [Acedido a: 2016-03-30]
- [4] “Sonnenseite - Great News in 2015: The World is setting off for a better future” [Online]. Disponível: <http://www.sonnenseite.com/en/energy/great-news-in-2015-the-world-is-setting-off-for-a-better-future.html> [Acedido a: 2016-03-30]
- [5] https://paginas.fe.up.pt/~jpl/textos_apoio.htm [Acedido a: 2016-03-30]
- [6] http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php [Acedido a: 2016-03-30]
- [7] http://www.portugal.gov.pt/media/1513250/enquadramento_do_novo_regime_de_producao_distribuicao_da.pdf [Acedido a: 2016-03-30]
- [8] http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier_artigo/20151120_filipepinto_7615808675660254a2675c.pdf [Acedido a: 2016-03-30]
- [9] “SolarGis - Solar and PV data”. [Online]. Disponível: <http://solargis.info/doc/solar-and-pv-data> [Acedido a: 2016-03-30]
- [10] “SolarGis - Global Horizontal Irradiation”. [Online]. Disponível: http://solargis.info/doc/_pics/freemaps/1000px/ghi/SolarGIS-Solar-map-World-map-en.png [Acedido a: 2016-03-30]
- [11] “SolarGis - Global Horizontal Irradiation - Europe”. [Online]. Disponível: http://solargis.info/doc/_pics/freemaps/1000px/ghi/SolarGIS-Solar-map-Europe-en.png [Acedido a: 2016-03-30]
- [12] <http://standalonepower.com.au/off-grid> [Acedido a: 2016-03-30]
- [13] <http://ukenergysavingexperts.com/solar-panels/> [Acedido a: 2016-03-30]
- [14] P. Filipe, “Sistemas de autoconsumo com e sem baterias - 1ª Parte”. Renováveis Magazine, 2014.
- [15] http://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/6485/1/RevistaNeutroATerra_N13_2014_ART_2.pdf [Acedido a: 2016-03-30]
- [16] <http://vatioenergy.com/gridtie.html> [Acedido a: 2016-03-30]
- [17] <http://www.solaredge.com/groups/solutions/storedge-solution-with-backup> [Acedido a: 2016-03-30]
- [18] <https://www.my-gekko.com/en/news/efficient-energy-management-mygekko/> [Acedido a: 2016-03-30]
- [19] M. Gaëtan, B. Jose, B. Maria, “Review and analysis of PV self-consumption policies”, 2016. [Online]. Disponível: <http://iea-pvps.org/index.php?id=353> [Acedido a: 2016-07-19].

- [20] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia. Lisboa. Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de Outubro de 2014. Diário da República, 1.ª série—N.º 202.
- [21] Ministério da Economia, Direção Geral de Energia e Geologia, Publicação da programação anual de alocação da quota de potência, Despacho nº22/SERUP/DGEG/2015.
- [22] Ministério dos Negócios Estrangeiros, Aviso n.º 2/2015, Diário da República, 1.ª série—N.º 16 - 23 de Janeiro de 2015.
- [23] Ministério dos Negócios Estrangeiros, Portaria n.º 15/2015, Diário da República, 1.ª série—N.º 16 - 23 de Janeiro de 2015.
- [24] DNVGL-RP-0043, Edition December 2015, “Safety, Operation and Performance of Grid-Connected Energy Storage Systems”, Recommended Practice.[Online]. Disponível: <https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNVGL/RP/2015-12/DNVGL-RP-0043.pdf> [Acedido 2016-03-30].
- [25] <http://www.energes.net/en/services/self-consumption/industrial-selfconsumption/> [Acedido a: 2016-03-30]
- [26] L. Xing, W. Jihong, D. Mark, e C. Jonathan, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation”. Elsevier, Applied Energy.
- [27] <http://energystorage.org/energy-storage/energy-storage-technologies> [Acedido a: 2016-03-30]
- [28] J.I. San Martín, I. Zamora, J.J. San Martín V. Aperribay, P. Eguía, “Energy Storage Technologies for Electric Applications”. European Association for the Development of Renewable Energies, Environment and Power Quality (EA4EPQ), April 2011.
- [29] <http://www.esolar.com/applications/ms-power/> [Acedido a: 2016-03-30]
- [30] <http://www.solarreserve.com/en/technology/molten-salt-energy-storage> [Acedido a: 2016-03-30]
- [31] http://www.archimedesolarenergy.it/molten_salt_vs_oil.htm [Acedido a: 2016-03-30]
- [32] <https://wiki.uiowa.edu/display/greenergy/Hydrogen+Storage> [Acedido a: 2016-03-30]
- [33] <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/hydrogen-energy-storage> [Acedido a: 2016-03-30]
- [34] <http://energystoragesense.com/fuel-cells-and-hydrogen/> [Acedido a: 2016-03-30]
- [35] <http://www.mcphy.com/en/products/solid-hydrogen-storage/> [Acedido a: 2016-03-30]
- [36] <http://energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage> [Acedido a: 2016-03-30]
- [37] <http://www.autoexpress.co.uk/car-news/93180/hydrogen-cars-new-government-funding-for-fuel-cell-vehicles> [Acedido a: 2016-03-30]
- [38] <http://www.hybridcars.com/pros-and-cons-of-hydrogen-fuel-cell-vehicles/> [Acedido a: 2016-03-30]
- [39] <http://s3platform.jrc.ec.europa.eu/hydrogen-and-fuel-cells> [Acedido a: 2016-03-30]
- [40] <http://www.hybridcars.com/toyota-hopes-its-fuel-cell-tech-can-win-back-its-green-image-from-tesla/> [Acedido a: 2016-03-30]
- [41] <http://www.wheels.ca/news/fuel-cell-vehicles-caught-in-a-catch-22/> [Acedido a: 2016-03-30]
- [42] <http://electrek.co/2016/04/26/automakers-fuel-cell-hydrogen-electric-vehicles/> [Acedido a: 2016-03-30]
- [43] <http://www.autonews.com/article/20160310/OEM05/160319998/honda-gm-strive-to-lower-cost-of-fuel-cells> [Acedido a: 2016-03-30]

- [44] <http://www.forbes.com/sites/joannmuller/2016/04/21/honda-clarity-fuel-cell-will-add-plug-in-and-battery-powered-versions-in-2017/#51eb826239f3> [Acedido a: 2016-03-30]
- [45] <http://www.forbes.com/sites/joannmuller/2016/05/04/its-now-or-never-for-hydrogen-fuel-cell-vehicles-study-says/#2b8294e5415d> [Acedido a: 2016-03-30]
- [46] <http://www.longotoyota.com/toyota-mirai/hydrogen-vehicle-technology.htm> [Acedido a: 2016-03-30]
- [47] <http://energystorage.org/energy-storage/storage-technology-comparisons/flow-batteries> [Acedido a: 2016-03-30]
- [48] <http://www.powerstream.com/NiMH.htm> [Acedido a: 2016-03-30]
- [49] Deloitte, Energy Storage: “Tracking the Technologies that will transform the power sector”, 2014 Energy and Climate Outlook, MIT, 2014. [Online]. Disponível: <http://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/us/Documents/energy-resources/us-energy-storage-tracking-technologies-transform-power-sector.pdf> [Acedido a: 2016-03-30]
- [50] International Electrotechnical Commission, “Electrical Energy Storage”, 2011.
- [51] D. Boucar, P. Ramchandra, “Potential of Lithium-ion batteries in renewable energy”. Elsevier. Review. 2014
- [52] http://batteryuniversity.com/learn/article/the_high_power_lithium_ion [Acedido a: 2016-03-30]
- [53] <http://investingnews.com/daily/resource-investing/energy-investing/lithium-investing/6-types-of-lithium-ion-batteries/> [Acedido a: 2016-03-30]
- [54] <http://cleantechnica.com/2015/04/26/electric-car-history/> [Acedido a: 2016-03-30]
- [55] <http://www.edisontechcenter.org/ElectricCars.html> [Acedido a: 2016-03-30]
- [56] <http://www.electricaauto.org/?page=evhistory> [Acedido a: 2016-03-30]
- [57] <http://www.techinsider.io/facts-about-the-tesla-gigafactory-2015-11> [Acedido a: 2016-03-30]
- [58] <http://www.businessinsider.com/things-are-getting-tricky-at-teslas-gigafactory-in-nevada-2016-2> [Acedido a: 2016-03-30]
- [59] <http://electrek.co/2016/02/24/aerial-pictures-tesla-gigafactory-february-2016/> [Acedido a: 2016-03-30]
- [60] <http://www.dailymail.co.uk/sciencetech/article-3519419/The-Gigafactory-make-break-Tesla-198-000-people-preorder-Elon-Musk-s-new-car-drone-footage-reveals-world-s-biggest-building-batteries-made.html> [Acedido a: 2016-03-30]
- [61] <http://www.ibtimes.co.uk/tesla-gigafactory-incredible-images-new-5bn-building-key-teslas-future-1553057> [Acedido a: 2016-03-30]
- [62] <http://www.hybridcars.com/gm-ev-battery-cells-down-to-145kwh-and-still-falling/> [Acedido a: 2016-03-30]
- [63] <http://www.techlegends.in/wp-content/uploads/2015/05/battery-specs.jpg> [Acedido a: 2016-03-30]
- [64] <https://www.teslamotors.com/powerwall> [Acedido a: 2016-03-30]
- [65] <http://cleantechnica.com/2016/03/20/tesla-quietly-removes-10kwh-powerwall-option/> [Acedido a: 2016-03-30]
- [66] <https://www.teslamotors.com/supercharger> [Acedido a: 2016-03-30]

- [67] T. Mya Le, C. Girija Thesma, D. Rajen K., L. Xiaowei, and P. Reginald M., “100k Cycles and Beyond: Extraordinary Cycle Stability for MnO₂ Nanowires Imparted by a Gel Electrolyte”. American Chemical Society, Energy Letters
- [68] <http://www.computerworld.com/article/3060005/mobile-wireless/scientists-can-now-make-lithium-ion-batteries-last-a-lifetime.html> [Acedido a: 2016-03-30]
- [69] <http://www.utilitydive.com/news/why-battery-storage-is-just-about-ready-to-take-off/407096/> [Acedido a: 2016-03-30]
- [70] <http://cleantechnica.com/2016/03/26/top-ev-battery-producers-2015-vs-2014-top-10-list/> [Acedido a: 2016-03-30]
- [71] <http://evobsession.com/ev-battery-manufacturer-sales-market-share-march-2015/> [Acedido a: 2016-03-30]
- [72] <http://arstechnica.com/science/2015/07/electric-vehicle-batteries-are-getting-cheaper-much-faster-than-we-expected/> [Acedido a: 2016-03-30]
- [73] <http://evobsession.com/chevy-spark-ev-shocks-takes-3-in-april-us-electric-car-sales/> [Acedido a: 2016-03-30]
- [74] <http://rameznaam.com/blog/> [Acedido a: 2016-03-30]
- [75] <http://www.bloomberg.com/features/2016-ev-oil-crisis/> [Acedido a: 2016-03-30]
- [76] <http://cleantechnica.com/2016/04/20/tesla-search-trend-vs-audi-vw-gm-bmw-search-trend-early-disruption-indicator/> [Acedido a: 2016-03-30]
- [77] http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/li-ion-battery-costs-to-fall-50-in-next-5-years--driven-by-renewables_100022051/#axzz471Z005av [Acedido a: 2016-03-30]
- [78] http://solarprofessional.com/articles/finance-economics/levelized-cost-of-energy?v=disable_pagination [Acedido a: 2016-03-30]
- [79] https://www.nrel.gov/analysis/sam/help/html-php/index.html?mtf_lcoe.htm [Acedido a: 2016-03-30]
- [80] <https://www.lazard.com/media/2390/lazards-levelized-cost-of-energy-analysis-90.pdf> [Acedido a: 2016-03-30]
- [81] https://www.eia.gov/forecasts/aeo/electricity_generation.cfm [Acedido a: 2016-03-30]
- [82] <http://analysis.energystorageupdate.com/german-home-batteries-set-lead-storage-growth-until-incentive-cuts-bite-2017> [Acedido a: 2016-03-30]
- [83] <https://www.lazard.com/media/2390/lazards-levelized-cost-of-energy-analysis-90.pdf> [Acedido a: 2016-03-30]
- [84] Rocky Mountain Institute, “The Economics of Battery Storage, 2015. [Online]. Disponível: http://blog.rmi.org/blog_2016_01_21_how_much_does_storage_really_cost_lazard_weighs_in [Acedido a: 2016-03-30]
- [85] https://www.nrel.gov/analysis/sam/help/html-php/index.html?mtf_lcoe.htm [Acedido a: 2016-03-30]
- [86] International Renewable Energy Agency, “A technology roadmap for REmap 2030”, Renewables and Electricity Storage. June, 2015.
- [87] <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/paginas/default.aspx> [Acedido a: 2016-03-30]
- [88] A. Manuel, “Autoconsumo na perspectiva de Consumidores Domésticos”.
- [89] <http://www.edpsu.pt/pt/particulares/tarifasehorarios/BTN/Pages/TarifasdeBaixaTensaoNormal.aspx> [Acedido a: 2016-03-30]
- [90] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2016, Dezembro 2015.

- [91] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2016”, Diretiva nº 16/2015. Diário da República, 2ª série - Nº251 - 24 de Dezembro de 2015.
- [92] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de energia elétrica em Portugal continental”, Diretiva nº 2/2016.
- [93] <http://www.edpsu.pt/pt/particulares/tarifasehorarios/horarios/Pages/HorariosBTN.aspx> [Acedido a: 2016-03-30]
- [94] H. Joern, V. Jonas, S. Tobias S., H. Volker H, “The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems - A review and a simulation model”. Elsevier. Renewable and Sustainable Energy Reviews. July, 2014.
- [95] International Energy Agency, “Trends 2015 In Photovoltaic Applications”, Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2014, Photovoltaic Power Systems
- [96] <http://www.greenoptimistic.com/battery-technology-the-heart-of-the-electric-vehicle-20130212/#.V2E92FdjrJ8> [Acedido a: 2016-03-30]
- [97] K. Haresh, Electric Power Research Institute, “Electricity Storage in Utility Applications”, United States Energy Association, 13 September 2013.
- [98] serup@dgeg.pt [Acedido a: 2016-03-30]
- [99] www.dgeg.pt [Acedido a: 2016-03-30]
- [100] International Renewable Energy Agency 2016, “Roadmap for a Renewable Energy Future (IRENA)”. [Online]. Disponível: www.irena.org/publications [Acedido a: 2016-03-30].
- [101] International Energy Agency, “Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy”, 2014 edition. [Online]. Disponível: www.iea.org [Acedido a: 2016-03-30].
- [102] <https://energia.edp.pt/empresas/apoio-cliente/composicao-precos-eletricidade/> [Acedido a: 2016-03-30]
- [103] Kema Inc, “Market Evaluation for Energy Storage in the United States”, Virginia, 2012
- [104] World Energy Council, “World Energy Resources - E-storage: Shifting from cost to value Wind and Solar applications”, 2016.
- [105] <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-02-17/battery-boom-heats-lithium-gains-as-outback-mining-stocks-soar> [Acedido a: 2016-03-30]
- [106] <http://www.nrel.gov> [Acedido a: 2016-03-30]
- [107] <http://www.solarcity.com> [Acedido a: 2016-03-30]
- [108] http://www.nature.com/nclimate/journal/v5/n4/fig_tab/nclimate2564_F1.html [Acedido a: 2016-03-30]
- [109] L. Matthias, “Energy Storage Technologies Battery Storage for Grid Stabilization”, Storage Technologies, IEA EGRD Conference on Energy Storage, Berlin, October 23rd 2014.
- [110] European Comission, “Commercialisation of Energy Storage in Europe”, Final Report, March 2015.
- [111] R. Jesse, R. Mike, 2014 ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Buildings, “The Potential Role of Distributed Facility-Scale Energy Storage Technologies in Managing Utility-Scale Power Demands”, Energy & Resource Solution
- [112] A. Carlos, DGEG, APREN - Associação de Energias Renováveis, “Estado atual do setor das energias renováveis em Portugal”, Estoril, 3 de Dezembro de 2015.
- [113] <http://fiaformulae.com/en/championship/regulations/> [Acedido a: 2016-03-30]

- [114] <https://batterybro.com/blogs/18650-wholesale-battery-reviews/33015107-formula-e-new-timeline-for-electric-car-battery> [Acedido a: 2016-03-30]
- [115] <https://www.ds-virginracing.com/the-technology-of-formula-e/> [Acedido a: 2016-03-30]
- [116] OCDE/IEA - International Energy Agency, “Global EV Outlook 2016: Beyond one million electric cars. [Online]. Disponível: www.iea.org [Acedido a: 2016-03-30].